

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Кашапов А.Р., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерев А.А.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: albert38945@list.ru

Бурение скважин с горизонтальным профилем на объекте началось в 2007 году, с этого времени пробурено 12 скважин. За период эксплуатации дебиты нефти горизонтальных скважин снизились в среднем на 34% (с 98,9 до 65,7 т/сут), дебиты жидкости – на 34% (со 150,7 до 99,4 т/сут), обводненность практически не изменилась (32,1%). Причиной снижения дебитов является частичная выработка запасов нефти, а также снижение пластового давления в районах расположения скважин. Эффективность пробуренных двуствольных горизонтальных скважин объекта ЮВ1(1) ниже эффективности одноствольных горизонтальных скважин. К возможным причинам низкой эффективности бурения горизонтальных скважин с двумя стволами можно отнести высокую интерференцию стволов в зонах с невысокими нефтенасыщенными толщинами, повышенный риск вскрытия водонасыщенных интервалов в водонефтяных зонах залежей.

Ключевые слова: нефть, геолого-техническое мероприятие, месторождение, пласт, дополнительная добыча нефти

ANALYSIS OF HORIZONTAL WELL EFFECTIVENESS IN THE FIELD

Kashapov A.R., Ponomareva D.V., Pavlova A.A., Nesterets A.A.

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

Drilling of wells with a horizontal profile on the site began in 2007, from that time 12 wells were drilled. Over the period of operation, horizontal oil well flow rates decreased by an average of 34% (from 98.9 to 65.7 tonnes / day), liquid flow rates - by 34% (from 150.7 to 99.4 tonnes / day), water cut Has changed (32.1%). The reason for the decrease in production is the partial production of oil reserves, as well as the reduction of reservoir pressure in the areas of the location of the wells. The efficiency of the drilled double-barrel horizontal wells of the facility UV1(1) is lower than the efficiency of single-barrel horizontal wells. Possible reasons for the low efficiency of drilling horizontal wells with two barrels include high interference of trunks in areas with low oil-saturated thicknesses, an increased risk of opening water-saturated intervals in oil-water reservoir zones.

Keywords: oil, geological and technical measures, deposit, layer, additional oil production

Бурение скважин с горизонтальным профилем [1-5] на объекте началось в 2007 году (скв. 365). За период 2007-2015 гг. пробурены 12 горизонтальных скважин (№№365, 850, 852, 854, 856, 858, 860, 855, 861, 853, 784, 863), три из них с двумя стволами (№№850, 854, 853). Длины горизонтальных участков стволов изменяются от 70 (второй ствол скв. №850) до 670 м (скв. №855). На 01.01.2016 г. добыча нефти от бурения ГС составила 265,8 тыс. т (6,9% от накопленной добычи нефти в целом по объекту). Удельный технологический эффект в среднем на одну горизонтальную скважину – 22,2 тыс. т, средняя продолжительность работы – 390 суток (более 12 месяцев). Бурение всех 12 скважин можно признать технологически эффективным (входной дебит нефти более 25 т/сут). Максимальные входные дебиты нефти получены в скважинах №856 (177,9 т/сут), №852 (140,3 т/сут), №861 (138,0 т/сут). Все они расположены в районе скважины №300П (нефтенасыщенная толщина пласта на данном участке превышает 4 м, проницаемость достигает $30 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

Средний входной дебит нефти по горизонтальным скважинам составляет 98,9 т/сут, обводненность – 34,6%. По состоянию на 01.01.2016 г. все 12 скважин являются действующими. Доля горизонтальных скважин от действующего добывающего фонда в целом по объекту составляет 18%. Показатели работы горизонтальных скважин приведены в таблицах 1 и 2. Расположение скважин показано на рисунке 1.

Таблица 1 – Показатели работы горизонтальных скважин. Объект ЮВ₁¹.

№ скв	Дата ввода	При вводе			На 01.01.2016 г.			Qн нак., тыс.т	Qж нак., тыс.т	Кол-во гориз. стволов	Длина ГС, м
		qн, т/сут	qж, т/сут	Sв, %	qн, т/сут	qж, т/сут	Sв, %				
365	2007	128.4	150.2	14.5	18.5	129.8	85.7	129.7	483.2	1	470
850	2015	102.9	148.5	30.7	71.6	76.6	6.5	26.8	36.1	2	70; 600
852	2015	140.3	220.7	36.4	124.7	134.4	7.2	39.3	51.2	1	465
854	2015	111.1	170.7	34.9	31.5	51.8	39.3	14.8	23.6	2	635; 620
856	2015	177.9	203.2	12.4	89.3	98.1	9.0	24.2	28.2	1	595
858	2015	91.3	102.8	11.1	71.3	75.2	5.1	12.7	14.6	1	608
860	2015	73.3	134.8	45.6	118.1	153.2	22.9	15.3	22.7	1	617
855	2015	61.3	79.8	23.2	24.8	35.0	29.2	4.9	7.9	1	670
861	2015	138.0	222.3	37.9	97.9	138.8	29.4	12.3	18.9	1	650
853	2015	72.7	185.2	60.7	42.9	146.7	70.7	4.9	15.3	2	562;620
784	2015	27.5	62.1	55.7	15.0	28.0	46.5	1.5	3.1	1	485
863	2015	62.1	128.1	51.5	82.4	124.8	34.0	3.9	6.6	1	637

Продолжение таблицы 2

Показатель	Год									Итого
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Годовая добыча нефти из ГС, тыс.т	40.3	28.5	16.4	8.6	6.5	3.5	7.5	7.1	147.4	265.8
в т.ч. из ГС с одним стволом	40.3	28.5	16.4	8.6	6.5	3.5	7.5	7.1	105.4	223.8
из ГС с двумя стволами	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	42.0	42.0
Доля добычи нефти ГС, %	13.2	11.6	7.8	5.4	4.0	2.5	5.8	6.9	60.3	13.0
в т.ч. ГС с одним стволом	13.2	11.6	7.8	5.4	4.0	2.5	5.8	6.9	43.1	10.9
ГС с двумя стволами	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.2	2.1
Годовая добыча жидкости из ГС, тыс.т	48.7	51.8	55.0	49.8	51.9	53.4	51.6	60.7	251.6	674.4
в т.ч. из ГС с одним стволом	48.7	51.8	55.0	49.8	51.9	53.4	51.6	60.7	185.1	607.9
из ГС с двумя стволами	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	66.5	66.5
Время работы всех ГС, сут	336.0	359.8	360.3	339.0	334.5	360.8	360.0	365.0	1861.0	4676.5
в т.ч. ГС с одним стволом	336.0	359.8	360.3	339.0	334.5	360.8	360.0	365.0	1294.0	4109.5
ГС с двумя стволами	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	567.0	567.0
Средние дебиты ГС, т/сут										
по нефти	120.1	79.3	45.4	25.4	19.5	9.6	20.8	19.5	79.2	56.8
по жидкости	145.0	143.9	152.5	146.9	155.2	148.0	143.3	166.2	135.2	144.2
Средняя обводненность, %	17.2	44.9	70.2	82.7	87.4	93.5	85.5	88.3	41.4	60.6
Средние дебиты ГС с одним стволом, т/сут										
по нефти	120.1	79.3	45.4	25.4	19.5	9.6	20.8	19.5	81.5	54.5
по жидкости	145.0	143.9	152.5	146.9	155.2	148.0	143.3	166.2	143.0	147.9
Средняя обводненность, %	17.2	44.9	70.2	82.7	87.4	93.5	85.5	88.3	43.0	63.2
Средние дебиты ГС с двумя стволами, т/сут										
по нефти	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	74.1	74.1
по жидкости	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	117.3	117.3
Средняя обводненность, %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.8	36.8

За период эксплуатации дебиты нефти горизонтальных скважин снизились в среднем на 34% (с 98,9 до 65,7 т/сут), дебиты жидкости – на 34% (со 150,7 до 99,4 т/сут), обводненность практически не изменилась (32,1%). Причиной снижения дебитов является

частичная выработка запасов нефти, а также снижение пластового давления в районах расположения скважин.

На рисунке 2 приведено распределение накопленной добычи нефти по всем горизонтальным скважинам. Из рисунка видно, что основная добыча нефти приходится на скважину №365, которая работает с 2007 года. Из скважин, введенных в эксплуатацию в 2015 году, наибольшая добыча нефти получена по скважинам №№852, 856, 850. Причиной этому являются более высокие входные дебиты нефти, а также большее время работы скважин.

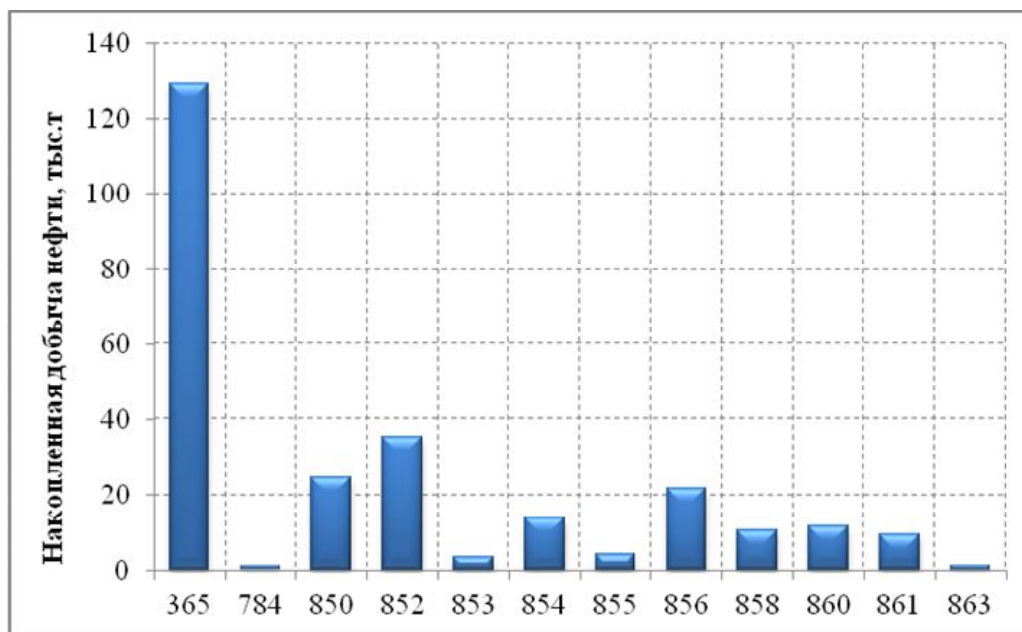


Рисунок 2 - Показатели накопленной добычи нефти по горизонтальным скважинам

Поскольку максимальное время работы скважин с двумя стволами не превышает десяти месяцев, проведем сравнительный анализ именно за этот период. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина в зоне размещения одноствольных и двухствольных скважин находится в пределах 4-4,5 м, поэтому можно говорить о сопоставимости полученных результатов.

Одним из основных показателей эффективной эксплуатации скважин является дебит нефти. Средний начальный дебит нефти одноствольных горизонтальных скважин составляет 100,2 т/сут, что сопоставимо с дебитом нефти многозабойных горизонтальных скважин (103,7 т/сут). В течение десяти месяцев эксплуатации скважин отмечается существенное снижение дебитов, связанное с ростом обводненности (рисунок 3). На десятый месяц эксплуатации дебит нефти одноствольных скважин составил 73,8 т/сут, многозабойных – 43,6 т/сут, то есть дебит нефти для скважин с двумя стволами через год после начала эксплуатации в 1,7 раза ниже, чем дебит одноствольных скважин.

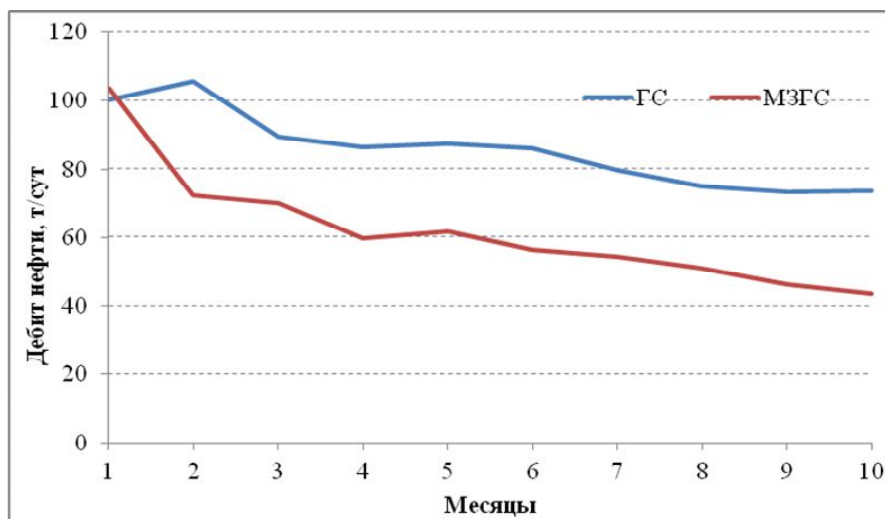


Рисунок 3 - Сравнение дебитов нефти горизонтальных скважин с одним и двумя стволами.

Объект ЮВ₁¹

Начальные дебиты жидкости (рисунок 4) также отличаются незначительно (двуствольные скв. – 167,4 т/сут, одноствольные скв. – 166,0 т/сут). В первые четыре месяца темп снижения дебита выше у одноствольных скважин, последующие шесть месяцев – у двуствольных. После десяти месяцев эксплуатации дебит жидкости одноствольных скважин составил 93,1 т/сут, двуствольных – 84,6 т/сут.

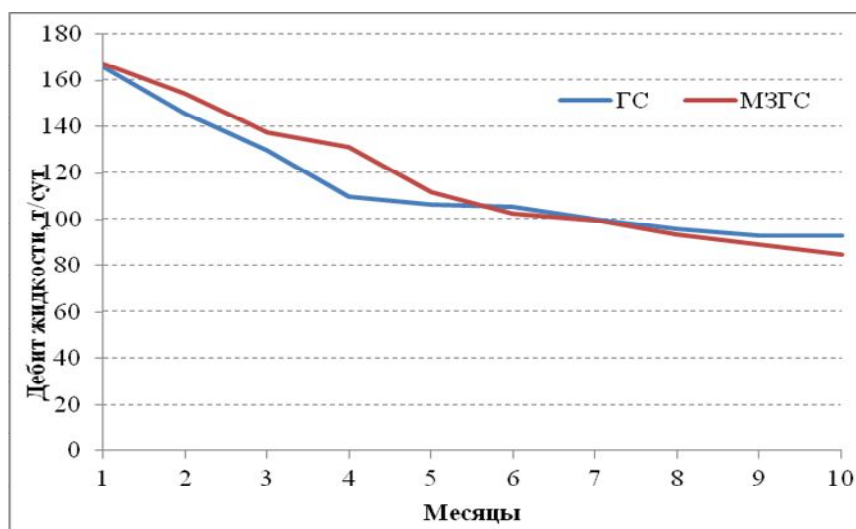


Рисунок 4 - Сравнение дебитов жидкости горизонтальных скважин с одним и двумя стволами. Объект ЮВ₁¹

Начальная обводненность одноствольных скважин составляет 39,6% (рисунок 5), двуствольных – практически в два раза выше (61,6%). Для обоих типов скважин обводненность в первые пять месяцев имеет скачкообразный характер, однако, если для одноствольных скважин обводненность после пяти месяцев достаточно стабильна, то для двуствольных увеличивается.

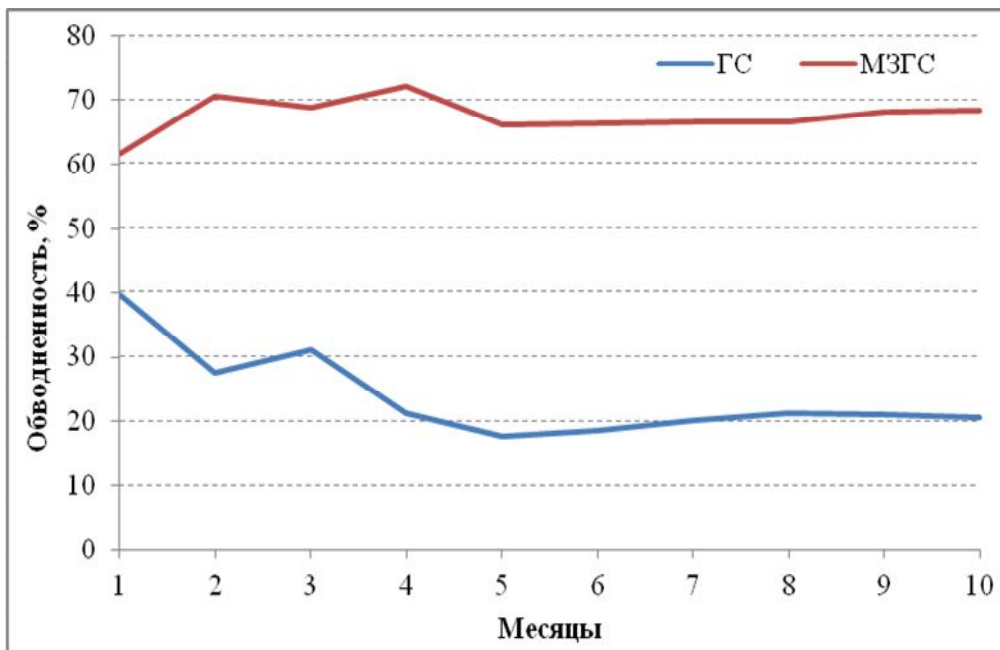


Рисунок 5 - Сравнение обводненности горизонтальных скважин с одним и двумя стволами.

Объект ЮВ₁¹

На 1.01.2016 года суммарная добыча нефти из скважин с одним горизонтальным стволом составила 223,8 тыс.т (5,7% от накопленной добычи нефти по объекту). На одну ГС приходится 24,9 тыс.т нефти. Суммарная добыча нефти из скважин с двумя ГС составила 42,0 тыс. т (1,1% от накопленной добычи нефти по объекту). Накопленная добыча нефти на одну скважину равна 14,0 тыс.т (в 1,8 раз меньше, чем по скважинам с одним стволом).

Динамика накопленной добычи нефти по типу скважин с момента начала работы горизонтальной скважины №365 (введена в первом квартале 2007 года) представлена на рисунке 6.

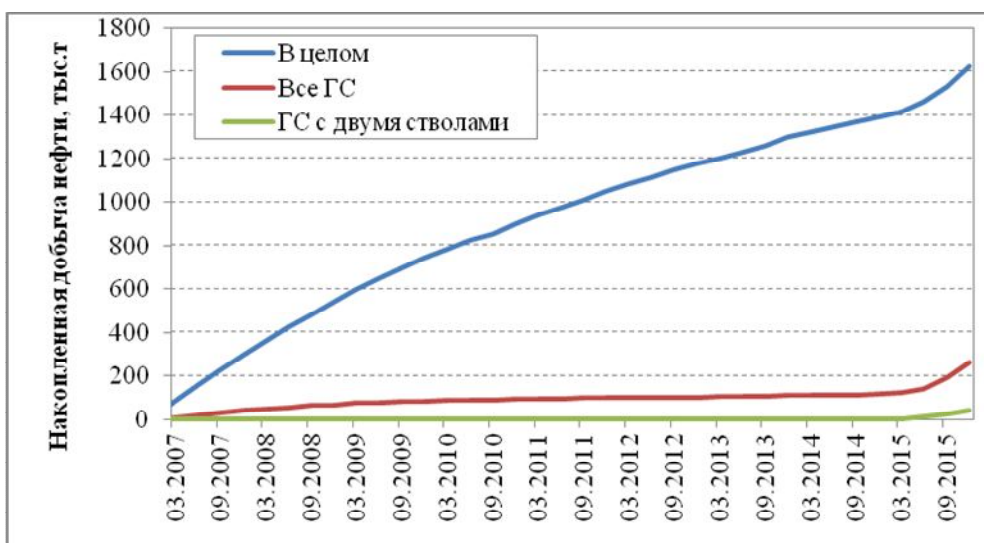


Рисунок 6 - Структура накопленной добычи нефти по типу скважин.

Объект ЮВ₁¹ (2007-2015 гг.)

Таким образом, эффективность пробуренных двуствольных горизонтальных скважин объекта ЮВ¹ ниже эффективности одноствольных горизонтальных скважин. К возможным причинам низкой эффективности бурения горизонтальных скважин с двумя стволами можно отнести высокую интерференцию стволов в зонах с невысокими нефтенасыщенными толщинами, повышенный риск вскрытия водонасыщенных интервалов в ВНЗ залежей.

Литература.

1. Балин В.П., Мохова Н.А., Синцов И.А., Остапчук Д.А. Учет расчлененности пласта в расчетах коэффициента охвата воздействием // Нефтепромысловое дело. — 2016. — № 1. — С. 14-20.

2. Дорофеев Н.В., Талдыкин С.А., Калугин А.А., Бочкарев А.В. Причины и пути минимизации прорыва газа в добывающие скважины на месторождении им. Ю. Корчагина // Нефтепромысловое дело. — 2014. — № 7. — С. 5-10.

3. Кривова Н.Р., Решетникова Д.С., Федорова К.В., Колесник С.В. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений Западной Сибири системой горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2015. — № 5. — С. 52-57.

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. Хасанов М.М., Мельчаева О.Ю., Роцектаев А.П., Ушмаев О.С. Стационарный дебит горизонтальных скважин в рядных системах разработки // Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 1. — С. 48-51.