

Автор:**Сатурян Михаил Александрович**

магистрант

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

г. Тюмень, Тюменская область

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МУРАВЛЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

***Аннотация:** в статье представлен результат эксплуатации добывающих горизонтальных скважин (ДГС). На примере разработки БС12 Муравленковского месторождения проведено сравнение эффективности эксплуатации ДГС в сравнении с вертикальными скважинами (ВС). На примере Муравленковского месторождения показан объём добытой нефти при использовании ДГС И ВС. Были даны рекомендации для месторождений Западной Сибири с подобными характеристиками пласта. Рассмотрены вопросы, эффективности применения ДГС по сравнению с ВС.*

***Ключевые слова:** нефтяное месторождение, горизонтальная скважина, вертикальная скважина, добыча нефти, сетка скважин.*

Разработка Муравленковского месторождения началась в 1981 г. Действующим проектным документом является «Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения», утвержденное протоколом ЦКР №5031 от 20.01.2016.

По состоянию на 01.01.2016 в эксплуатации на Муравленковском месторождении находятся четыре нефтяных объекта разработки – пласты БС10–1, БС10–2, БС11, БС12 мегионской свиты.

Анализ выполнен на запасы, утвержденные в ГКЗ ФГУ (протокол №2402 от 04.02.2016) и числящиеся на государственном балансе по состоянию на 01.01.2016.

С начала разработки накопленная добыча нефти на месторождении на 01.01.2016 составила 92,4 млн. т, что составляет 79,8% от начальных извлекаемых запасов. Накопленная добыча жидкости составила – 286,3 млн. т, закачка воды на месторождении осуществляется с 1985 г. и составляет 329,8 млн. м³, накопленная компенсация – 98%, водонефтяной фактор – 2,1 д. ед. Текущий коэффициент нефтеотдачи в целом составляет 0,279, остаточные извлекаемые запасы – 23,4 млн. т.

Максимальный уровень добычи нефти в целом по месторождению 9,6 млн. т был достигнут в 1989 г., когда отмечается период активного разбухания месторождения и наибольшее количество действующего добывающего фонда (860 скважин). Темп отбора от НИЗ при этом составлял 7,7%.

В зависимости от профиля скважины и угла в точке входа скважины в продуктивный пласт различают вертикальные, наклонно-направленные и горизонтальные скважины.

Одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и увеличения полноты извлечения ее из недр является разработка месторождений с использованием горизонтальных скважин (ГС).

Особое значение ГС имеют на месторождениях со сложным геологическим строением, на поздней стадии разработки. В неоднородных коллекторах по различным причинам остаются невыработанные пропластки, целики и другие зоны. Данные промысловых и геофизических исследований в добывающих и нагнетательных скважинах указывают на неравномерность выработки нефти из пород с высокой послойной неоднородностью. В основном вырабатываются высокопроницаемые прослои. Охват выработкой продуктивной части разреза скважины составляет от 40 до 60% и более. Из-за водонефтяных (ВНК) и газонефтяных (ГНК) контактов часто не вскрываются перфорацией целые прослои продуктивных пород, которые не могут быть вовлечены в разработку обычными методами. Если вскрывать продуктивный пласт вблизи водонефтяного контакта, то можно

в ближайшее время получить прорыв воды в скважину, а если вскрывать продуктивный пласт вблизи газонефтяного контакта, то возможны прорывы газа в нефтяную часть пласта, и т. д.

Опыт эксплуатации горизонтальных нефтяных и газовых скважин показывает, что горизонтальные скважины позволяют:

- повышать нефтеизвлечение из недр за счет увеличения площади фильтрации и интенсификации притоков нефти и газа из залежи, а также за счет повышения эффективности процессов воздействия на пласт;
- продлевать безводный или малообводненный период нефтяных скважин;
- восстанавливать продуктивность месторождений на поздней стадии разработки;
- в бездействующих и малодебитных скважинах не только восстанавливать, но и значительно увеличивать, по сравнению с первоначальным (при вводе месторождения в разработку), дебит нефти и газа;
- снижать объемы бурения скважин при вводе в разработку нефтяных и газовых месторождений.

Эффективность использования горизонтальных скважин связана как с особенностями геологического строения месторождений, так и траекторией проводки стволов ГС в пределах продуктивного пласта. При проектировании и проводке стволов ГС проводится тщательный анализ геолого-промысловых данных и системы поддержания пластового давления участка, а также обязательное проведение полномасштабных гидродинамических и геофизических исследований.

Горизонтальные скважины в конце имеют обсадку нецементированным перфорированным хвостовиком в горизонтальной части скважины. При этом нет необходимости вскрывать пласт, не происходит загрязнение призабойной зоны при цементировании.

Всего на месторождение пробурено 5 горизонтальных скважин на объекте БС12. Средний начальный дебит нефти горизонтальных скважин составлял 14,75 т / сут.

Накопленная добыча от 5 ГС за 2013–2018 гг. составляет 86 тыс. т. / год или 7.1% от накопленной добычи по месторождению за этот период.

В таблице 1 приведена динамика добычи нефти из горизонтальных скважин по годам.

Таблица 1

Динамика добычи нефти из ГС по годам, т / сут

№	Годы разработки							
	Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Σ2013–2018
1035	Дебит нефти, т/сут	16,96	12,52	7,89	5,18	3,15	2,00	17,41
	Дебит жидкости, т/сут	317,62	285,42	90,38	50,93	31,81	34,33	295,83
	Обводненность, %	259,34	261,95	250,05	246,11	246,82	258,00	94,11
1042	Дебит нефти, т/сут	21,45	13,32	6,68	4,63	3,15	2,38	18,84
	Дебит жидкости, т/сут	165,89	137,86	75,67	39,34	36,22	55,01	786,48
	Обводненность, %	238,55	247,51	249,78	241,73	250,14	262,11	97,60
1068	Дебит нефти, т/сут	5,95	10,19	8,25	6,66	5,23	3,97	14,69
	Дебит жидкости, т/сут	48,52	63,10	34,74	37,86	60,79	71,26	83,52
	Обводненность, %	240,38	229,73	208,90	225,78	250,38	258,71	82,41
1155	Дебит нефти, т/сут	16,00	13,26	8,41	6,33	5,12	3,78	19,31
	Дебит жидкости, т/сут	299,73	302,19	96,44	62,19	51,78	64,93	319,70
	Обводненность, %	259,34	261,95	250,05	246,14	246,85	258,03	93,96
1231	Дебит нефти, т/сут	13,12	10,36	7,37	5,10	3,40	2,25	15,18
	Дебит жидкости, т/сут	245,78	236,08	84,44	50,14	34,30	38,58	251,29
	Обводненность, %	259,34	261,95	250,05	246,14	246,85	258,03	93,96
Ср	Дебит нефти, т/сут	14,68	11,92	7,73	5,59	4,00	2,88	17,09
	Дебит жидкости, т/сут	215,48	204,96	76,30	48,11	42,96	52,82	347,36
	Обводненность, %	251,40	252,63	241,78	241,18	248,22	258,96	92,41

Максимальные начальные дебиты имела ГС №1042: по жидкости – 165,9 т / сут, по нефти – 21,5 т / сут по нефти при обводненности 87 %. Длина ствола этой скважины максимальная – более 1000 м. В 2018 г. скважина остановлена с предельной обводненностью – 96 %, накопленная добыча нефти по ней составила 18,8 тыс. т.

На рисунках 1–2 представлена динамика работы горизонтальных скважин. Рост обводнения по времени совпадают с проведение стандартного ГРП в данном районе, образованием трещин, которые могли быть ориентированы в направлении горизонтальной скважины.

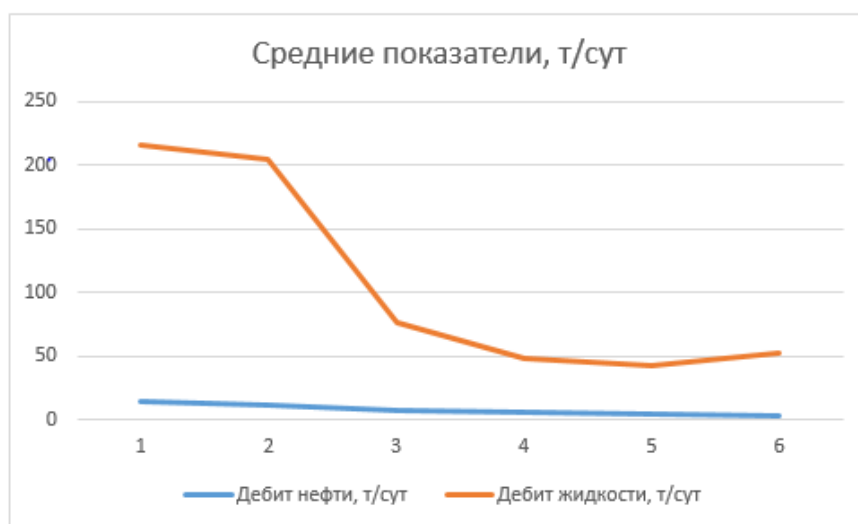


Рис. 1. Средние показатели горизонтальных скважин



Рис. 2. Усредненная динамика обводненности

Сопоставление показателей работы вертикальных и горизонтальных скважин, представленное в таблице 2 и на рисунке 3, показывает, что дебиты нефти ГС превышают дебиты вертикальных скважин в 2–3 раза.

Таблица 2

Сопоставление показателей работы вертикальных и горизонтальных скважин
объекта БС12

Года	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Дебит нефти ВС, т/сут	31,5	30,1	11,8	11,2	12,6	12,1
Дебит нефти ГС, т/сут	73,4	59,7	38,6	27,9	20,0	14,5
Дебит жидкости ВС, т/сут	950,7	1149,0	441,6	286,6	238,9	274,8
Дебит жидкости ГС, т/сут	1077,5	1024,7	381,6	240,5	214,8	264,1
Средняя обводненность ВС, %	92,3	94,8	91,3	90,3	91,6	94,8
Средняя обводненность ГС, %.	91,8	92,2	88,2	88	90,6	94,5

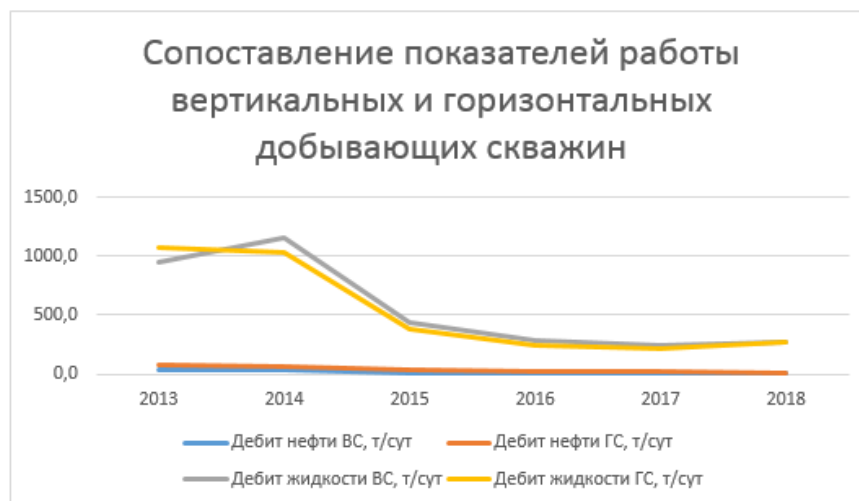


Рис. 3. Сопоставление показателей работы вертикальных и горизонтальных скважин.

Из графика видно, что бурение и эксплуатация ГС показали хорошую эффективность только в первые годы эксплуатации. В период эксплуатации дебиты нефти горизонтальных скважин снизились в среднем на 80%, дебиты жидкости – на 75%, обводненность колебалась на уровне 90%. Причиной снижения дебитов

является частичная выработка запасов нефти, а также снижение пластового давления в районах расположения скважин. В зависимости от длины ствола и толщины вскрытого разреза пусковые дебиты ГС в 2–3 раза выше, чем на вертикальных скважинах, но через короткий период времени выравниваются, происходит стремительное обводнение ГС. Суммарная накопленная добыча от 5 ГС за 2013–2018 гг. составляет 39,9 тыс. т. Ввиду быстрого обводнения горизонтальных скважин необходимо рассмотреть вопрос о применении ремонтно-изоляционных работ (РИР), закачки тампонирующих растворов с целью увеличения отбора нефти и предотвращения негативного влияния закачиваемых вод. Таким образом, эффективность пробуренных горизонтальных скважин объекта БС12 выше эффективности вертикальных скважин. К немаловажным причинам бурения горизонтальных скважин на данном объекте можно отнести то, что скважины пробурены в зонах с невысокими нефтенасыщенными толщами, где присутствует повышенный риск вскрытия водонасыщенных интервалов из-за чего компания не решается к применению классической вертикальной скважине.

Список литературы

1. Стрекалов А.В. Применение нелинейных законов фильтрации природных поровых коллекторов в гидродинамических моделях / А.В. Стрекалов, А.В. Саранча // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – №11. Ч. 6. – 1114–1119 с.
2. Грачев С.И. Особенности моделирования трещинопоровых коллекторов в свете фундаментальных проблем гидромеханики сложных систем / С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, А.В. Саранча // *Фундаментальные исследования*. – 2016. – №4. Ч. 1. – С. 23–27.
3. Симонова Е.Н. Интеграционный подход к проектированию разработки месторождений. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс: сб. научных трудов X Международного научно-технического конгресса Студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE) / Е.Н. Симонова, А.В. Стрекалов. – 2016. – С. 19–20.

4. Глумов Д.Н. Критерии оценки и развития режима течения многофазной системы для численных гидродинамических моделей / Д.Н. Глумов, А.В. Стрекалов // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 6. – С. 117–197.

5. Боженюк Н.Н. Параметры неопределенности гидродинамических моделей – допустимость варьирования и степень влияния на конечный результат / Н.Н. Боженюк, А.В. Стрекалов // Бурение и нефть. – 2016. – №7–8. – С. 18–22.

6. D.N. Glumov, S.V. Sokolov, A.V. Strekalov. Assessment of Drained Gas Reserves in the Process of Gas and Gas Condensate Field Operation in Water Drive. SPE-187863-MS. Society of Petroleum Engineers. 2017. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October, Moscow, Russia.

7. S.F. Mulyavin, A.I. Filippov, I.G. Steshenko, O.A. Bazhenova, Z.M. Kolev, S.E. Cheban and R.V. Urvantsev. The mechanism of reserve recovery during waterflooding // International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET). – Volume 9, Issue 3. – March 2018. – P. 1007–1013.

8. Боженюк Н.Н. Геологическая модель викуловских отложений с учетом анализа связности коллектора и данных по горизонтальным скважинам / Н.Н. Боженюк, А.В. Стрекалов, В.А. Белкина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – №4, Т. 329. – С. 30–44.

9. Облеков Г.И. Совершенствование системы мониторинга разработки месторождения природного газа и газового конденсата / Г.И. Облеков, С.С. Копусов, Д.А. Галиос [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – №1. – С. 17–22.