

УДК 624.01

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

¹Апасов Т.К., ¹Апасов Г.Т., ²Мухаметшин В.Г., ²Новоселов М.М.

¹ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,
Тюмень, e-mail: apasov-timur@mail.ru, apasov_gaydar@inbox.ru;

²ОАО «НижневартовскНИПИнефть», Нижневартовск,
e-mail: MuhametshinVG@nvnipi.ru, NovoselovMM@nvnipi.ru

В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири вступили в завершающую стадию разработки, повсеместно наблюдается снижение продуктивности и рост обводненности продукции добывающих скважин, требуется поиск и применение различных технологий интенсификации добычи, включая бурение и эксплуатацию горизонтальных и многоствольных скважин МГС. Одним из таких месторождений является Мыхпайское, разработка которого начата в 1973 году. Результаты анализа показывают, эффективность эксплуатации многоствольных скважин, относительно наклонно-направленных, очевидна и бесспорна. Главное преимущество многоствольных горизонтальных скважин (МГС) состоит в создании максимальной площади контакта с продуктивным пластом, приводящего к увеличению площади дренирования скважины и снижению депрессии в пласте. Но рекомендуется окончательное решение о выборе траектории многоствольных скважин принимать после гидродинамического моделирования и экономического обоснования.

Ключевые слова: горизонтальные многоствольные скважины, бурение, интенсификация, нефтеотдача, обводненность, исследование скважины

EVALUATION OF OPERATION HORIZONTAL AND MULTILATERAL WELLS IN HARD-TERRIGENEOUS RESERVOIRS

¹Apasov T.K., ¹Apasov G.T., ²Mukhametshin V.G., ²Novoselov M.M.

¹Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen Industrial University»,
Tyumen, e-mail: apasov-timur@mail.ru, apasov_gaydar@inbox.ru;

³Nizhnevartovsk NIPIneft, Nizhnevartovsk, e-mail: MuhametshinVG@nvnipi.ru, NovoselovMM@nvnipi.ru

Currently, the majority of fields in Western Siberia entered the final stages of development, there is a persistent decrease in productivity and increase in water production wells, require search and application of various stimulation techniques, including drilling and operation of horizontal and multilateral wells. One of these fields is Myhpayskoe, the development of which started in 1973. The analysis results show the efficiency of operation of multilateral wells is relatively directional, clear and indisputable. The main advantage of multilateral horizontal wells to provide a maximum contact area with the producing formation, leading to an increase in the drainage area of the well and reduce depression in the reservoir. But we recommend a final decision on the choice of the trajectory of multilateral wells taken after hydrodynamic modeling and feasibility study.

Keywords: horizontal wells, drilling, intensification, oil recovery, water cut, research of well

В настоящее время Мыхпайское месторождение вступило в завершающую стадию разработки, по скважинам наблюдается снижение продуктивности и рост обводненности продукции, что, в свою очередь, требует поиска и применения различных технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов, включая бурение и эксплуатацию горизонтальных и многоствольных скважин (МГС). Согласно проекту разрабатываются четыре объекта АВ₁₋₂¹⁻², АВ₁₋₂ (пласты АВ₁³ + АВ₂¹), БВ₈ и ЮВ₁, основным, определяющим добычу нефти, является объект АВ₁₋₂¹⁻², содержащий 52 % извлекаемых запасов нефти месторождения. Все коллекторы объектов относятся к терригенному типу и включают следующие литологические разности – песчаники и алевролиты, глинистые и слабоглинистые,

с переслаиванием прослоев коллекторов, не коллекторов, аргиллиты и глины, представленные песчаниками с содержанием карбонатного вещества. С начала разработки на месторождении пробурено 107 скважин, из них 56 скважин находится в работающем добывающем фонде, 25 – в нагнетательном.

На месторождении отобрано 62 % извлекаемых запасов. Скважины эксплуатируются механизированным способом, нефть характеризуется легкой, маловязкой, парафинистой, давление насыщения изменяется в диапазоне 8–10 МПа. Газосодержание в пластовых условиях 57–104 м³/т, в стандартных – 40–94 м³/т. По состоянию на 01.01.2015 г. средний дебит нефти по месторождению составляет 13,4 т/сут, дебит жидкости – 176,5 т/сут, обводненность продукции достигла 92,4%. Месторождение

находится в фазе снижения добычи нефти, низких темпов отбора и прогрессирующим обводнением продукции, в этих условиях активно применяются геолого-технические мероприятия (ГТМ). Всего за историю разработки проведено 262 скважино-операции со средней успешностью 76%. Охват фонда скважин мероприятиями составил 92%. За счет проведения ГТМ дополнительно добыто 1097,4 тыс. т нефти, что составляет 11,4% от общей накопленной добычи на месторождении, на рис. 1.

изменения K_p от 19,5 до 26,9%, диапазон изменения коэффициента проницаемости $K_{пр}$ от 0,53 до $1864,0 \cdot 10^{-3}$ мкм², среднее значение $386,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

За период разработки на месторождении пробурено 16 ГС, из них 12 ГС на объект АВ₁₋₂, три – на ЮВ₁ и одна на БВ₈. Накопленная добыча нефти из горизонтальных скважин составила 675,1 тыс. т. Средняя достигнутая технологическая эффективность бурения горизонтальных скважин на момент анализа составила 51931 т добытой нефти на 1 скважину.

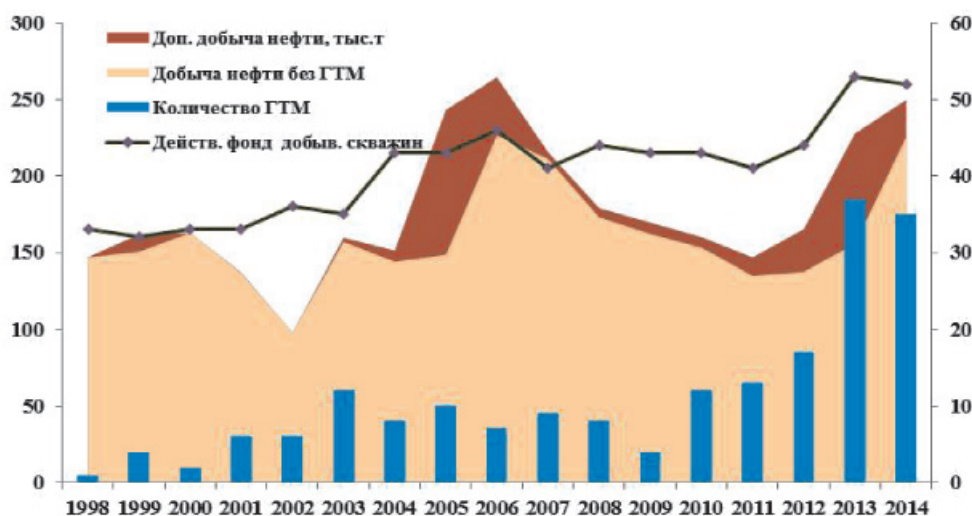


Рис. 1. Динамика проведения ГТМ и дополнительной добычи нефти

Программа ГТМ, реализованная в ходе разработки месторождения, включает мероприятия нескольких видов, но основная дополнительная добыча получена за счет ввода горизонтальных скважин (65,8%), перфорационных работ (17,0%) и ГРП (9,2%). По объекту АВ₁₋₂, залежь АВ₁ имеет небольшую мощность (около 3 м), коллекторами являются мелкозернистые песчаники и алевролиты, коэффициент открытой пористости K_p изменяется от 19,5 до 28,2%, среднее значение составило 23,8%, коэффициент проницаемости $K_{пр}$ изменяется от 0,55 до $789,0 \cdot 10^{-3}$ мкм², среднее значение составило $217,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². Пласт интенсивно разрабатывается, причем большинство скважин, в том числе и горизонтальные (ГС), многоствольные (МГС), работают совместно с пластом АВ₂.

Пласт АВ₂ сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин, коллекторами являются средне-мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты. Среднее значение открытой пористости коллекторов составляет 23,8%, диапазон

Начальные дебиты нефти горизонтальных скважин составляли от 27 до 237 т/сут, в среднем 87,7 т/сут при начальной обводненности продукции от 9,6 до 62%, показаны в таблице.

На объекте АВ₁₋₂ с 2003 по 2013 годы пробурены 12 горизонтальных скважин, из них четыре двухствольных и одна трехствольная. Ввод горизонтальных скважин можно разделить на два периода: 2002–2006 гг. и 2012–2013 гг., их показатели привязывалась к первому месяцу работы ГС после ввода в эксплуатацию. Динамика дебитов нефти, продукции горизонтальных скважин, введенных в 2002–2006 гг., на рис. 2.

В период с 2003 по 2006 годы ГС вводились в центральной части залежи пластов, АВ₁₋₂ (скважины № 449, 450, 451, 497) со средним дебитом нефти 137 т/сут (от 35,4 т/сут в скважине № 497 до 237 т/сут в скважине № 451) и обводненностью 34% (от 13,9% в скважине № 451 до 62% в скважине № 497). Длины горизонтальных стволов составляют от 150 до 300 м. Работа скважин характеризуется

быстрым темпом обводнения, к концу первого года уровень обводненности достигал 90–97%. Это объясняется близостью подошвенной воды и благодаря активным отборам нефти быстрым подтягиванием конуса воды. Средний накопленный отбор нефти ГС, введенных в 2003–2006 гг., составляет 76,8 тыс. т на скважину. В целом

скважины работают в оптимальном режиме с забойными давлениями в диапазоне 5,3–9,7 МПа.

Следующее бурение ГС на объекте было в 2013 году. В эксплуатацию введены шесть скважин, из них четыре двуствольные (№ 1144, 1146, 1147, 3007) и одна трехствольная скважина № 3046, на рис. 3.

Параметры работы горизонтальных скважин месторождения

Но- мер скв.	Дата бурения	Начальные по- казатели			Текущие показате- ли на 01.01.2015			Средние показатели			Добыча нефти на- копл., т	Примеча- ние
		дебит нефти, т/сут	дебит жид- кости, м ³ /сут	обводнен- ность, %	дебит нефти, т/сут	дебит жид- кости, м ³ /сут	обводнен- ность, %	дебит нефти, т/сут	дебит жид- кости, м ³ /сут	обводнен- ность, %		
Объект ЮВ₁												
332	01.09.2002	27,0	40,0	22,9	6,6	53,1	87,5	8,4	17,0	34,9	31226	ГРП
5001	24.05.2012	60,4	79,1	9,6	17,2	36,6	48,6	22,5	35,6	28,9	21717	
5003	07.08.2012	65,9	90,0	14,3	24	55,1	52,8	34,7	55,8	28,4	29757	
Объект БВ₈												
158	01.08.2006	172,4	250,0	21,9	23,5	1189,4	98,0	48,1	889,4	92,3	146432	
Объект АВ_{1,2}												
449	01.03.2003	177,3	303,1	35,7	17,9	904	98	37,2	876,5	94,7	159814	
450	01.02.2003	98,8	168,9	35,8	4,3	14,7	70	10,1	172,8	69,6	42011	Зарезка второго ГС
451	01.04.2003	237,0	313,3	13,9	8,9	677,2	98,7	16	642,9	96,9	61734	
497	01.11.2006	35,4	98,0	62,0	8,1	69,5	88,3	14,6	64,5	76	43738	
1136	15.06.2013	45,2	103,0	53,2	30,5	59	44,1	35,2	63,9	39	21986	МГРП (4 этапа)
1142	07.04.2013	10,0	15,0	23,1	3,9	10,3	59,5	8,9	18,0	43,8	4712	
1144	30.06.2013	73,7	119	31,5	44,2	132,3	65,1	50,3	126	57,1	30972	Два ствола
1146	18.05.2013	54	93,3	36,5	35,4	76,5	50,4	41,1	77,2	39,3	27303	Два ствола
1147	17.08.2013	41	70	35,7	20,5	37,8	41,1	30,9	45,4	24,2	17857	Два ствола
3011	20.05.2013	55	35,8	94	46,6	68,6	154	62,1	49,3	133,9	41761	
3046	22.05.2013	52,1	82,5	30	54,5	85,4	29,2	62,1	91,2	23,8	40560	Три ствола

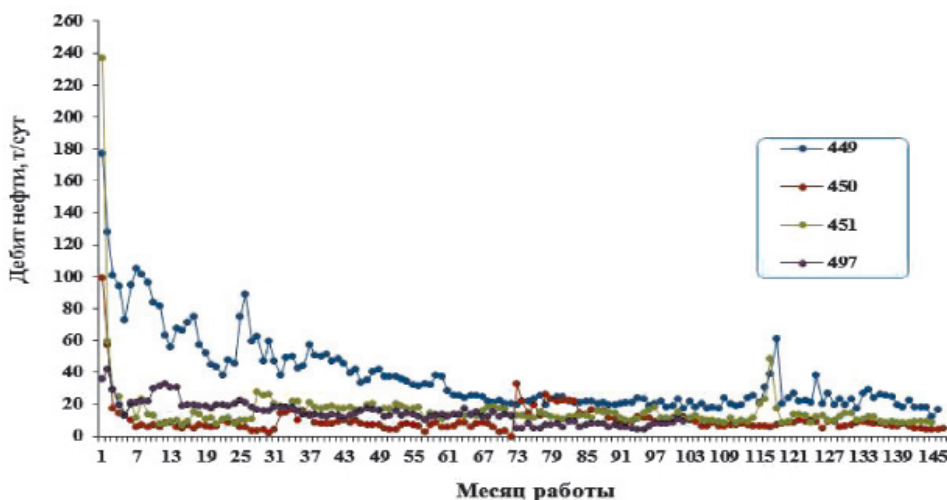


Рис. 2. Динамика дебитов нефти ГС, введенных в 2002–2006 гг.

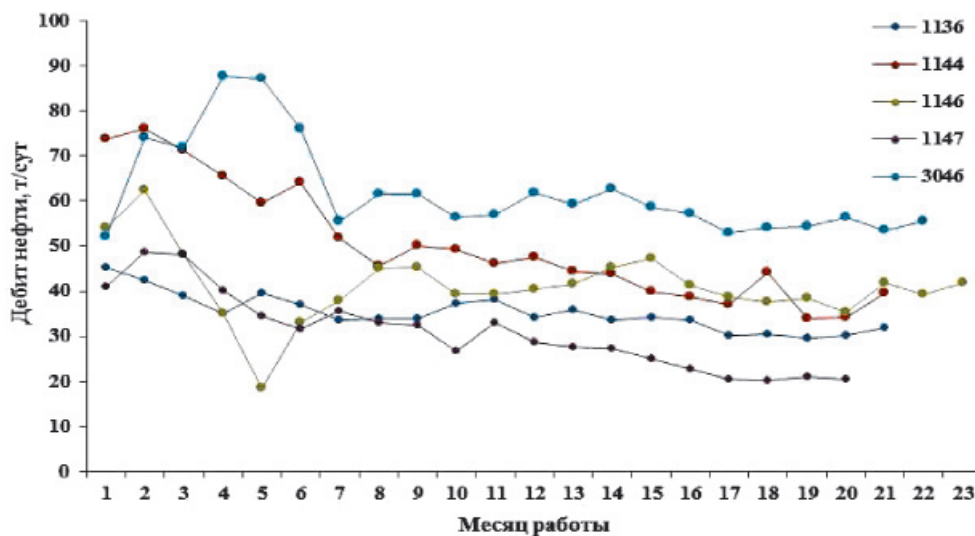


Рис. 3. Динамика дебитов нефти ГС, введенных в 2012–2013 гг.

При вводе скважины № 1136 был произведен многостадийный гидроразрыв пласта (закачено в четыре порта 70 т пропанта, длина горизонтального участка ствола 860 м). При запуске скважины получен дебит нефти 45,2 т/сут, дебит жидкости 103 т/сут при обводненности 53%. Дебит жидкости за полтора года снизился практически в два раза и на текущий момент составил 54 т/сут при 35% обводненности. Снижение дебита жидкости происходит в основном по причине снижения пластового давления в этом районе, что свидетельствует о недостаточном объеме нагнетания воды. Вторая вероятная причина – это загрязнение прискважинной зоны по горизонтальному стволу [1].

Необходимо особо выделить технологию добычи нефти многоствольными скважинами, внедренную в северной части залежи пласта АВ₁³. По данным геологического моделирования, в северной части залежи нефти пласта АВ₁³, вовлеченной в разработку в 2013 году, сосредоточены значительные извлекаемые запасы нефти (1117 тыс. т). Учитывая нынешние экономические условия, разбуривание залежи маломощного пласта АВ₁³ наклонно-направленными скважинами, средняя нефтенасыщенная толщина которого составляет 3,3 м, является нерентабельным. Средний дебит наклонно-направленных скважин южной части залежи, эксплуатирующих пласты АВ₁³ и АВ₂³ (суммарная средняя нефтенасыщенная толщина около 10 м), составляет 5,8 т/сут. Поэтому внедрение технологии многозабойного бурения стало оправданной альтернативой

вовлечению запасов в разработку сеткой наклонно-направленных скважин. В 2013 году были введены на АВ₁³ четыре двуствольные (№ 1144, 1146, 1147, 3007) и одна трехствольная скважина № 3046 (рис. 4). Начальный средний дебит нефти многоствольных скважин составил 55,2 т/сут, начальная обводненность – 33%. Длина боковых ответвлений варьируется в диапазоне от 333 до 860 м. В двуствольных скважинах № 1144, 1146, 1147 полученные начальные дебиты нефти варьируются в диапазоне 41,0–73,7 т/сут, уровень обводненности – 31,5–53,2%. Скважины № 1144, 1147 работают в оптимальном режиме, о чем свидетельствует забойное давление на уровне 5,5–5,7 МПа.

Скважина № 3007 проектировалась как одноствольная и бурилась в краевой части залежи с большими геологическими рисками. В процессе бурения из-за технологических и геологических причин возникла необходимость произвести срезку на второй ствол. Результаты интерпретации данных ГИС, зарегистрированных в двух стволах горизонтальной скважины № 3007, показывают, что скважина пробурена в переходной зоне коллектора со средней проницаемостью $8,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Было принято решение перевести скважину № 3007 в ППД без обработки на нефть.

Начальный дебит нефти в трехствольной скважине № 3046 составил 52,1 т/сут, дебит жидкости – 83 т/сут при обводненности 30%. Текущие показатели работы скважины незначительно выше начальных: дебит нефти 54,5 т/сут, дебит жидкости

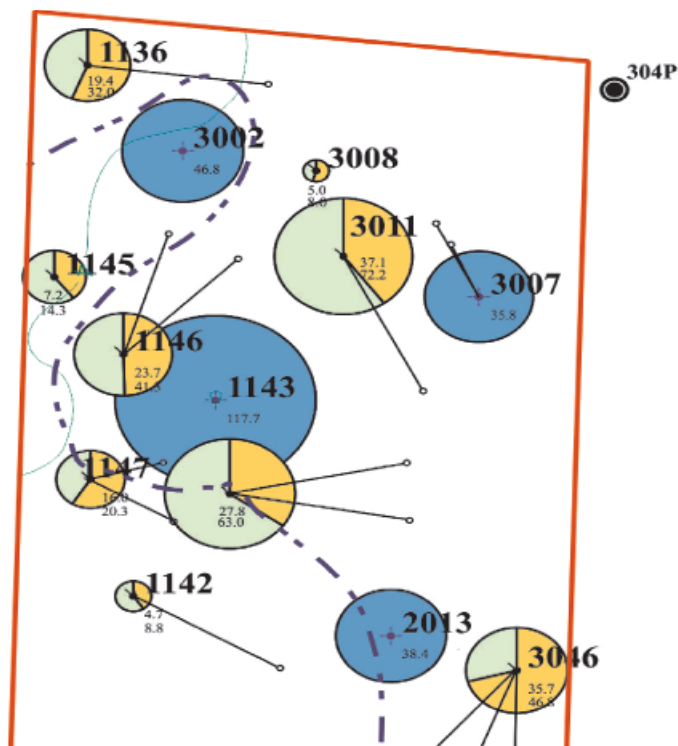


Рис. 4. Карты накопленных отборов северной части пласта AB_1^3

85 т/сут при обводненности 29%. За полтора года эксплуатации скважиной отобрано 40,6 тыс. т нефти. Длины горизонтальных участков с глубины 2150 м составили: по первому стволу 820 м с эффективной длиной – 730 м (или 89% общей длины), по второму стволу 795 м с эффективной длиной – 480 м (или 60% общей длины), по третьему стволу 830 м с эффективной длиной – 250 м (или 30% общей длины). Профиль скважи-

ны с горизонтальными окончаниями представлен на рис. 5.

Эффективность эксплуатации многоствольных скважин, относительно наклонно-направленных, очевидна и бесспорна. Однако режим работы некоторых одноствольных горизонтальных скважин лучше двухствольных, эксплуатирующихся в непосредственной близости друг от друга и введенных в один период. Сравнение скважин

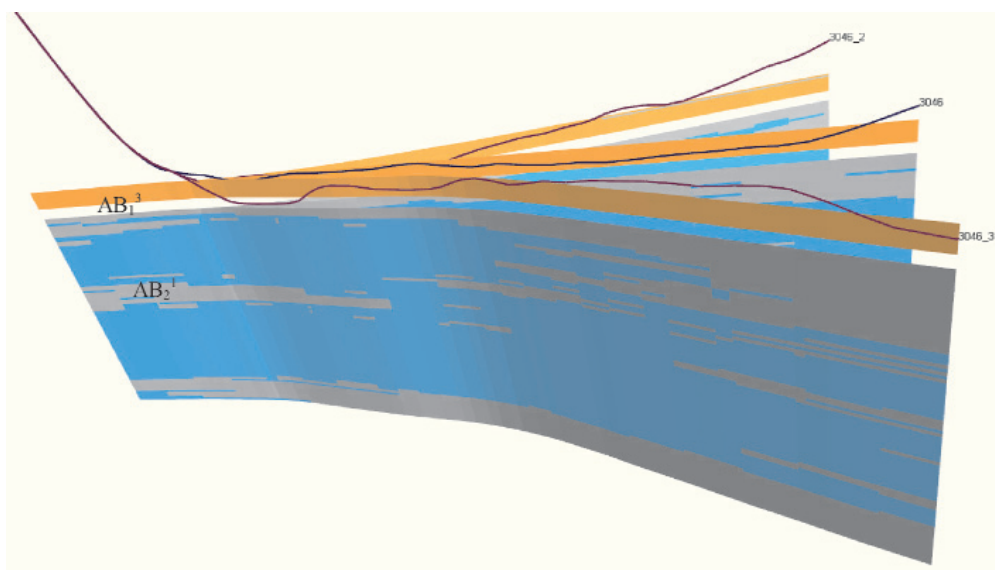


Рис. 5. Профиль скважины № 3046 с горизонтальными ответвлениями

№ 3011 (одноствольная ГС) и № 1146 (двуствольная ГС), введенных в эксплуатацию в один период, показывает, что накопленная добыча нефти скважины № 3011 с одним стволом на треть выше отбора двуствольной скважины № 1146. Показатели двуствольной скважины № 1144 также несколько ниже одноствольной № 3011. В данном случае опростетливо делать однозначные выводы, так как трудно оценить работу каждого ствола в многоствольных скважинах. Для более эффективной эксплуатации многоствольных скважин необходимо проводить комплексные геофизические и гидродинамические исследования по определению работы каждого ствола при разных депрессиях на пласт [1, 2, 4].

Анализ результатов эксплуатации многоствольных и горизонтальных скважин в 2013–2014 гг. показывает, что начальные дебиты этих скважин ниже дебитов горизонтальных скважин (ГС), введенных на объект в 2002–2006 гг. Рост числа стволов не является показателем повышения продуктивности, близкое расположение стволов друг к другу по однородному пласту не исключает интерференции между ними. К примеру, горизонтальная скважина № 3011 имеет показатели выше, чем двуствольные и трехствольные скважины.

Бурение и работа с горизонтальными скважинами в продуктивном пласте в несколько раз увеличивает дебит скважины и повышает коэффициент нефтеотдачи пласта. При проектировании оптимальной технологии вскрытия продуктивного пласта отдельно стоит вопрос обоснования длины ствола скважины. До последнего времени считалось, что чем длиннее ствол, тем больше дебит. Однако результаты исследования ГС не всегда это подтверждают, чаще показателем служит увеличение длины горизонтального ствола до определенного предела, что должно обосновываться гидродинамическим моделированием и экономическими расчетами. Причинами снижения продуктивности скважин является снижение пластового давления и засорение прискважинной зоны горизонтального участка.

На Мыхпайском месторождении боковые стволы, горизонтальные и многоствольные скважины, как правило, имеют большие углы наклона и малые диаметры (102 или 114 мм). По результатам работ

и обоснованию расположения ГС был сформирован подход к проектированию горизонтальных скважин. Основной особенностью является детальное обоснование бурения МГС на стадии проектирования разработки сложнопостроенных залежей, и проектирование других МГС согласно подходу, разработанному с учетом геологических особенностей объекта. На стадии изучения геолого-физического строения, определение направления региональных напряжений горных пород, которые необходимо учитывать при проектировании сетки горизонтальных скважин, планировании ГТМ. Проектирование строительства боковых горизонтальных стволов осуществляется с привлечением максимально возможных способов изучения геологических особенностей строения проектируемого участка [3, 5].

Главное преимущество многоствольных горизонтальных скважин (МСГС) состоит в создании максимальной площади контакта с продуктивным пластом, приводящего к увеличению площади дренирования скважины и снижению депрессии в пласте [4, 5]. Но, как и любая другая новая технология, бурение МСГС связано с риском и техническими сложностями, обуславливающими ее недостатки. Анализ положительных и отрицательных сторон технологии бурения МСГС сделали очевидными несколько вариантов ее применения на практике. Отсюда следует важный вывод – бурение дополнительных стволов малой длины не приводит к росту продуктивных характеристик скважины. Это вызвано существующей технологией бурения и приводит к большему взаимовлиянию стволов. По анализу отмечается, что увеличение числа горизонтальных стволов может не привести к заметному приросту дебита в связи с возрастающей интерференцией между близко расположенными стволами.

Наиболее эффективными являются скважины с малым числом стволов, с наибольшей длиной и большей разводкой стволов друг от друга. Другими условиями применения многоствольных скважин могут быть: значительное удорожание строительства горизонтальной скважины большой длины, а также потребность в достижении высокой продуктивности скважины при разработке низкопроницаемых коллекторов.

Поэтому рекомендуется окончательное решение о выборе траектории многоствольных скважин принимать после гидродинамического моделирования и экономического обоснования, учитывая, что рост числа стволов, их близость друг к другу, малые длины стволов, наличие плавных разводов стволов друг от друга снижают продуктивные характеристики на единицу длины ствола.

Выводы

1. Для более эффективной эксплуатации многоствольных скважин необходимо проводить комплексные геофизические и гидродинамические исследования по определению работы каждого ствола при разных депрессиях на пласт.

2. Бурение и эксплуатация горизонтальными скважинами в продуктивном пласте в несколько раз увеличивает дебит скважины и повышает коэффициент нефтеотдачи пласта. Причинами снижения продуктивности скважин является снижение пластового давления и засорение прискважинной зоны горизонтального участка.

3. Проектирование строительства боковых горизонтальных стволов осу-

ществляется с привлечением максимально возможных способов изучения геологических особенностей строения проектируемого участка разработки, гидродинамического моделирования и экономического обоснования.

4. Результаты применения ГТМ по месторождению являются хорошим примером для других месторождений региона.

Список литературы

1. Левкович С.В. Анализ эффективности строительства первых боковых стволов с горизонтальными ответвлениями на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / А.С. Ушаков, С.В. Левкович, А.С. Самойлов // Территория нефтегаз. – 2009. – № 12. – С. 58–61.
2. Макаренко П.П., Булатов А.И., Будников В.Ф., Басарыгин Ю.М. Теория и практика заканчивания скважин (в 5 томах). – М.: Изд-во «Недра», 2005.
3. Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Перспективы и проблемы строительства наклонно направленных и горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 7. – С. 6–8.
4. Сургучев М.Л., Табаков В.П., Киверенко В.М. Перспективы применения горизонтальных и многозабойных скважин для разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 9. – С. 37–39.
5. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень-Курган: Изд-во «Зауралье», 2015. – 268 с.