

РАЗРАБОТКА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА АЙ-ПИМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Саранча А.В., Митрофанов Д.А., Саранча И.С., Овезова С.М.

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

В настоящее время имеется большое количество публикаций, посвященных баженовской свите и таящегося в ней в огромных количествах углеводородного сырья. Основная цель написания данной статьи заключается в освещении полученных результатов разработки баженовской свиты и эксплуатации скважин на Ай-Пимском месторождении, где пробурено наибольшее количество эксплуатационных скважин на «бажен» из Западно-Сибирских месторождений. Всего на Ай-Пимском месторождении пробурено 52 скважины, из которых 41 находилась в эксплуатации. В статье приводятся результаты анализа эффективности эксплуатации скважин различного профиля. На начало 2013 года из пласта ЮС₀ Ай-Пимского месторождения, добыча нефти осуществлялась 13 многозабойными горизонтальными, семью горизонтальными, 18 наклонно-направленными и тремя поисково-разведочными скважинами. Накопленная добыча нефти составила 1 млн. 350 тыс. тонн, при этом порядка одного миллиона тонн было добыто всего восьмью скважинами.

Ключевые слова: Баженовская свита, Ай-Пимское месторождение.

DEVELOPMENT BAZHENOV FORMATION AT THE AI-PIMSKOE FIELD

Sarancha A.V., Mitrofanov D.A., Sarancha I.S., Ovezova S.M.

Federal state budget higher professional educational institution "Tyumen State Oil and Gas University", Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street. 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

Currently there are a large number of publications on the Bazhenov Suite and concealed it in huge quantities of hydrocarbons. The main purpose of writing this article is to highlight the obtained results of the development of the Bazhenov formation and operation of wells on the AI-Pimskoe field, where drilled the greatest number of wells for "bazen" from West Siberian fields. Only AI-Pimskoe field drilled 52 wells, of which 41 were in operation. The article presents the results of the analysis of the efficiency of operation of wells of different profile. At the beginning of 2013 from the reservoir US₀ AI-Pimskoe field, oil production was carried out 13 multilateral horizontal, family, horizontal, 18 inclined and three exploration wells. Cumulative oil production amounted to 1 million 350 thousand tons, with about one million tons were produced just eight wells.

Keywords: Bazhenov Formation, AI-Pimskoe field

Баженовская нефтематеринская свита, выделенная Фабианом Гурари в качестве подсвиты в составе марьяновской свиты еще в 1959 году, была впервые обнаружена близ поселка Баженовка в Омской области.

Опытно-промышленная разработка баженовской свиты на начало 2015 года, ведется на Верхне-Салымском, Средне-Назымском, Галяновском, Маслиховском, Камыньском, Сыньеганском, Ульяновском, Западно-Сахалинском, Мурьяунском, Алёхинском и Ай-Пимском месторождениях [1, 2, 3]. Всего на перечисленных месторождениях в эксплуатации перебивало более 100 скважин. На начало 2013 года, наибольшее количество накопленной нефти получено из 41 скважины Ай-Пимского месторождения, в объеме более 1 млн. 400 тыс.т., что составляет порядка 75 % всей накопленной нефти, полученной из упомянутых месторождений. На рисунке 1 представлена динамика годовой и накопленной добычи баженовской нефти на Ай-Пимском и на всех перечисленных месторождениях.



Рис. 1. Динамика добычи баженовской нефти на Ай-Пимском и на всех перечисленных месторождениях

Баженовская свита на Ай-Пимском месторождении представлена коллектором трещиновато-кавернозного типа с аномально-высоким пластовым давлением. Замеры пластового давления произведены глубинными манометрами при исследовании девяти поисково-разведочных скважин на неустановившихся режимах фильтрации во время опробования на приток. В среднем начальное пластовое давление по результатам наиболее максимально достоверных данных принято на уровне 40.6 МПа. Пластовая температура составляет порядка 92 °С. Общая толщина баженовской свиты, вскрытой скважинами на Ай-Пимском месторождении колеблется от 22 до 31 м, нефтенасыщенная толщина изменяется в диапазоне от 5.2 до 7.8 м. Среднее значение пористости, определенное по результатам 259 лабораторных исследований керна отобранного из семи скважин, составило 0.078 доли единиц. Среднее значение проницаемости, определенное по результатам 17 гидродинамических исследований скважин, составило 3.6 мД. Дегазированная нефть, исследованная на 41 глубинной пробе отобранной из 11 скважин, имеет при 20 °С среднюю плотность 863 кг/м³ и вязкость 15.49 мПа*с, при 50 °С вязкость в среднем составляет 5.8 мПа*с. Такова краткая геолого-физическая характеристика баженовской свиты и насыщающей ее нефти на рассматриваемом месторождении.

Добыча баженовской нефти на Ай-Пимском месторождении ведется с 2000 года двумя скважинами, поисковой № 4034 и разведочной № 4021. Поисковая скважина № 4034 в 2004 году уходит в бездействие с накопленной добычей нефти 27.4 тыс.т, а разведочная скважина № 4021 эксплуатируется в фонтанном режиме и на начало 2013 года ее дебит

составляет 0.77 т/сут, с накопленной добычей нефти 44.2 тыс.т. Динамика действующего фонда добывающих скважин и среднего дебита по ним, представлена на рисунке 2.



Рис. 2. Динамика действующего фонда добывающих скважин и их среднего дебита по нефти

Рассмотрим историю ввода в эксплуатацию скважин пробуренных на баженовскую свиту на рассматриваемом месторождении. В 2007 году были пробурены и введены в эксплуатацию три многозабойные горизонтальные скважины (№№ 2, 3 и 4). В 2008 году пять скважин, из этого числа две наклонно-направленные (№№ 5 и 14), одна горизонтальная (№ 6), одна многозабойная горизонтальная (№ 10) и одна поисковая (№ 4012П). В 2009 году построено и введено в эксплуатацию 16 скважин, в их числе четыре наклонно-направленных (№№ 13, 20, 22 и 29), три горизонтальных (№№ 7, 12 и 26) и семь многозабойных горизонтальных (№№ 8, 9, 11, 15, 19, 24 и 36). В 2010 году пять скважин, из которых три наклонно-направленные (№№ 28, 30 и 33), одна горизонтальная (№ 31) и одна многозабойная горизонтальная (№ 23). В 2011 году введена в эксплуатацию только одна многозабойная горизонтальная скважина (№ 21), а 2012 году количество пробуренных скважин составило 10 единиц, при этом девять из них наклонно-направленные (№№ 35, 37, 45, 47, 48, 50, 51, 158 и 1387) и только одна горизонтальная (№ 32). Таким образом, на начало 2013 года из пласта ЮС₀ Ай-Пимского месторождения, добыча нефти осуществлялась 13 многозабойными горизонтальными, семью горизонтальными, 18 наклонно-направленными и тремя поисково-разведочными скважинами.

Рассмотрим эффективность эксплуатации многозабойных горизонтальных скважин. Максимально полученный дебит нефти по данной группе скважин варьируется от 21 до 261

т/сут. Средний дебит нефти за весь период эксплуатации изменяется по этим скважинам от 1 до 131.6 т/сут, в среднем на скважину составляя 24.2 т/сут. Текущий дебит изменяется от 0.8 до 47.7 т/сут. Накопленная добыча нефти многозабойных горизонтальных скважин изменяется от 3.2 до 169.4 тыс.т, в среднем на скважину составляя 35.3 тыс.т. Более 50 тыс.т нефти из 13 скважин отобрали три (№№ 4, 19 и 36), накопленная добыча по которым составила 115, 58 и 169 тыс.т, соответственно. Менее 5 тыс.т нефти из 13 скважин отобрали тоже три (№№ 8, 15 и 24), при этом ввод в эксплуатацию этих скважин был осуществлен еще 2009 году.

Горизонтальные скважины показали немного большую эффективность по отношению к многозабойным горизонтальным и наклонно-направленным по показателю осредненной накопленной добычи нефти на скважину (таблица 1), но как показал дальнейший анализ, при делении накопленной добычи нефти на отработанное время, данная группа скважин показала худшие результаты по осредненной удельной накопленной добыче нефти. Максимально полученный дебит нефти по данной группе скважин варьируется от 2.5 до 297 т/сут. Средний дебит нефти за весь период эксплуатации изменяется по этим скважинам от 0.5 до 105 т/сут, в среднем на скважину составляя 24.2 т/сут. Текущий дебит изменяется от 0 (одна скважина № 6 остановлена) до 8.4 т/сут. Накопленная добыча нефти горизонтальных скважин изменяется от 0.3 до 188 тыс.т, в среднем на скважину составляя 40.1 тыс.т. Более 50 тыс.т нефти из семи скважин отобрали две (№№ 1 и 6), накопленная добыча по которым составила 188 и 78.2 тыс.т, соответственно. Менее 5 тыс.т нефти из семи скважин отобрали четыре (№№ 12, 26, 31 и 32), ввод в эксплуатацию которых был осуществлен в 2009, 2009, 2010 и 2012 году, соответственно.

По наклонно-направленным скважинам включая три поисково-разведочные, максимально полученный дебит нефти варьируется от 2.5 до 247.7 т/сут. Средний дебит нефти за весь период эксплуатации изменяется по этим скважинам от 1.8 до 174.2 т/сут, в среднем на скважину составляя 40.7 т/сут. Текущий дебит изменяется от 0.8 до 247.7 т/сут, за исключением одной остановленной поисковой скважины № 4034. Накопленная добыча нефти наклонно-направленных скважин изменяется от 0.1 до 154.4 тыс.т, в среднем на скважину составляя 29 тыс.т, что меньше чем у горизонтальных и многозабойных горизонтальных скважин. Более 50 тыс.т нефти из 21 скважины отобрали три (№№ 5, 20 и 22), накопленная добыча по которым составила 116, 154 и 120 тыс.т, соответственно. Менее 5 тыс.т нефти из 21 скважины отобрали восемь (№№ 30, 35, 37, 45, 48, 51, 158 и 1387), однако данные цифры не показательные поскольку семь из этих скважин были введены в эксплуатацию только 2012 году. В этой связи целесообразно рассмотреть удельную накопленную добычу, то есть накопленную добычу поделить на количество отработанного

времени, например, поделить на количество отработанных месяцев. Это позволит построить более объективную картину по эффективности эксплуатации скважин разной архитектуры.

Таблица 1

Показатели эффективности скважин разного профиля

Тип скважины	Диапазон максимально полученных дебитов, т/сут	Диапазон средних за весь период дебитов нефти, т/сут	Осредненный дебит нефти по данной группе скважин, т/сут	Диапазон накопленной добычи нефти по скважинам, тыс.т	Осредненная накопленная добыча нефти по данной группе скважин, тыс.т	Диапазон отработанных месяцев по данной группе скважин, мес.	Диапазон удельной накопленной добычи нефти, тыс.т/мес.	Осредненная удельная накопленная добыча нефти по данной группе скважин, тыс.т/мес.
МзГр*	21-261	1-132	24,2	3,2-169,4	35,3	19-62	0,08-4,03	0,79
Гр*	2,5-297	0,5-105	24,2	0,3 - 188	40,1	8-59	0,01-3,24	0,73
Ннс*	2,5-247,7	1,8-174,2	40,7	0,1-154,4	29,0	1- 140	0,04-5,82	1,30

МзГр – многозабойные горизонтальные скважины

Гр – горизонтальные скважины

Ннс – наклонно-направленные скважины

Для более объективной оценки эффективности эксплуатации скважин разного профиля обратимся к таблице 1. Видно, что по осредненной накопленной добыче нефти наилучшими показателями характеризуются скважины горизонтального профиля отработав в среднем на скважину 40.4 месяца и отобрав при этом 40.1 тыс.т на скважину. Но поскольку отработанное время у скважин разное, то целесообразно по каждой скважине накопленную добычу нефти поделить на отработанное количество месяцев, что позволит прийти к более объективному показателю – удельной накопленной добычи нефти. Для сравнения скважин разного профиля между собой можно просуммировать показатели удельной накопленной добычи внутри каждой группы и поделить на общее количество скважин внутри этих групп, что позволит получить осредненную удельную накопленную добычу нефти по каждой группе скважин. Говоря простыми словами осредненная удельная накопленная добыча нефти, есть не что иное как количество нефти в тыс.т, добытое в среднем скважиной в месяц. По этому показателю наибольшей эффективностью характеризуются скважины наклонно-направленного профиля, средняя накопленная добыча нефти на скважину которых, составила 29 тыс.т при отработанном в среднем на скважину времени 33.6 месяца и показав наилучший результат в 1.3 тыс.т в месяц на скважину, при том что у горизонтальных и многозабойных горизонтальных этот показатель составил 0.79 и 0.73 тыс.т в месяц, соответственно.

Основной объем отбора нефти 999.1 тыс.т получен из 8 высокодебитных скважин №№ 1, 4, 5, 6, 19, 20, 22 и 36 со средним максимальным дебитом нефти 193.7 т/сут и средним

за весь период эксплуатации 84.4 т/сут (таблица 2). В 2012 году скважины №№ 6 и 19 по причине отсутствия притока находились в бездействии, а скважины №№ 1 и 4 эксплуатировались со средним дебитом 0.8 т/сут. Основными причинами низкой продуктивности этих скважин является на фоне низкого пластового давления (25–27 МПа) в трещинной системе пласта обрушение горизонтальной части ствола, образование минеральных пробок, кольматация ПЗП и образование газовых барьеров, которые только по скважинам №№ 1, 6 и 19 за период 10.06.2010–02.02.2011 привели к потере ежедневной добычи нефти около 180 т/сут [5].

Таблица 2

Показатели эффективности высокодебитных скважин

Номер скважины	Тип скважины	Год ввода в эксплуатацию	Способ эксплуатации	Максимальный дебит нефти, т/сут	Текущий дебит нефти, т/сут	Средний дебит нефти за весь период, т/сут	Накопленная добыча нефти, тыс.т.
1	Гр*	2008	фонт.	297,0	0,84	105,08	188,00
36	МзГр*	2009	фонт.	261,4	15,23	131,65	169,44
20	Ннс*	2009	фонт.	166,7	104,65	121,85	154,39
22	Ннс*	2009	фонт.	209,9	95,87	90,34	119,88
5	Ннс*	2008	фонт.	122,8	49,29	68,99	116,18
4	МзГр*	2007	фонт.	170,1	0,84	63,16	114,96
6	Гр*	2008	фонт.	128,6	остановл	47,23	78,25
19	МзГр*	2009	фонт.	193,0	0,84	47,33	58,02
МзГр* – многозабойные горизонтальные скважины Гр* – горизонтальные скважины Ннс* – наклонно-направленные скважины				Среднее 193,7 т/сут	Среднее 38,2 т/сут	Среднее 84,4 т/сут	Сумма 999,1 тыс.т

Также показательным будет представить 7 высокоэффективных скважин по удельной накопленной добычи нефти. Номера этих скважин и показатели их эффективности представлены в таблице 3. Как видно, пять скважин под номерами 36, 20, 1, 22 и 5 с накопленной добычей более 50 тыс.т также представлены в таблице 3, но есть и две новые скважины №№ 47 и 50, которых нет в таблице 2, так как ввод их в эксплуатацию был осуществлен только 2012 году и потому их накопленная добыча нефти не превысила отметки в 30 тыс.т. Эти две скважины на начало 2013 года имеют самые высокие показатели по удельной накопленной добычи и текущему дебиту нефти, а значит, у них есть все перспективы превысить значение по накопленной добычи в 50 или даже в 100 тыс.т нефти.

Таблица 3

Показатели эффективности высокодебитных скважин

Номер скважины	Тип скважины	Год ввода в эксплуатацию	Способ эксплуатации	Максимальный дебит нефти, т/сут	Текущий дебит нефти, т/сут	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Средний дебит нефти за весь период, т/сут	Удельная накопленная добыча нефти, тыс.т/мес.
----------------	--------------	--------------------------	---------------------	---------------------------------	----------------------------	---------------------------------	---	---

Номер скважины	Тип скважины	Год ввода в эксплуатацию	Способ эксплуатации	Максимальный дебит нефти, т/сут	Текущий дебит нефти, т/сут	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Средний дебит нефти за весь период, т/сут	Удельная накопленная добыча нефти, тыс.т/мес.
47	Ннс	2012	фонт.	247,7	247,74	29,09	174,21	5,82
50	Ннс	2012	ЭЦН	161	144,23	9,87	121,85	4,94
36	МзГр	2009	фонт.	261,4	15,23	169,44	131,65	4,03
20	Ннс	2009	фонт.	166,7	104,65	154,39	121,85	3,77
1	Гр	2008	фонт.	297	0,84	188	105,08	3,24
22	Ннс	2009	фонт.	209,9	95,87	119,88	90,34	2,72
5	Ннс	2008	фонт.	122,8	49,29	116,18	68,99	2,11
МзГр* – многозабойные горизонтальные скважины Гр* – горизонтальные скважины Ннс* – наклонно-направленные скважины				Среднее 209,5 т/сут	Среднее 94,0 т/сут	Сумма 786,8 тыс.т	Среднее 116,3 т/сут	Среднее 3,8 тыс.т/мес

Выводы:

1. На Ай-Пимском месторождении добыто наибольшее количество баженовской нефти из месторождений Западной Сибири, где ведется промышленная разработка данного уникального объекта.
2. Всего в эксплуатации пребывало 41 скважина, объем накопленной добычи нефти составил 1 млн. 350 тыс. т, при этом один миллион был добыт всего восьмью скважинами.
3. Результаты эксплуатации скважин неоднозначны, по показателю осредненной накопленной добычи нефти на скважину, горизонтальные скважины показали немного большую эффективность по отношению к многозабойным горизонтальным и наклонно-направленным, но, как показал дальнейший анализ, при делении накопленной добычи нефти на отработанное время данная группа скважин показала худшие результаты по осредненной удельной накопленной добыче нефти, по которой наилучшими значениями отметились наклонно-направленные скважины.
4. В целом на Ай-Пимском, как и на других месторождениях, где ведется добыча баженовской нефти, накопленную добычу скважины не стоит связывать с технологией вскрытия пласта, потому как применение аналогичных технологий вскрытия на соседних скважинах не показывают аналогичных результатов, что говорит о существовании высоко продуктивной трещиноватой системы, попадание в которую и есть определяющий фактор успеха. В этой связи необходимо как отмечают в Сургутнефтегазе, создание технологии дистанционного локального прогнозирования местоположения каверно-трещинных зон в пласте; совершенствование технологии качественного и безаварийного строительства скважин в условиях АВПД и предрасположенности пород к обвалообразованию в стволах скважин; совершенствование существующих и создание новых технологий освоения, восстановления и повышения продуктивности скважин применительно к условиям

баженовской свиты; создание технологии регулируемого образования в пласте густой сети трещиноватости; совершенствование и создание новых технологий ГРП для скважин различного типа, исключающих уход трещины разрыва из пласта и кольматацию гелем естественных трещин.

Список литературы

1. Батурич Ю.Е. Баженов без льгот так им и останется // Нефтегазовая вертикаль. – 2010.- № 12. – 23-24.
2. Дмитриевич А.А. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широкого Приобья // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – М., 2009.
3. Нестеров И.И. Перспективы нефтеносности глинистых битуминозных пород баженовской свиты Западной Сибири. И.И. Нестеров, Ю.В. Брадучан, В.Г.Елисеев и др. // Тюменская правда, 1976.
4. Нестеров И.И. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. И.И.Нестеров, И.Н.Ушатский, А.Я.Малыхин и др. – М.: Недра, 1987.
5. Отчет «Дополнение к технологической схеме разработки Ай-Пимского нефтяного месторождения», Тюменское отделение СургутНИПИнефть. – Тюмень, 2013.
6. Саранча А.В. Анализ разработки баженовской свиты на Ульяновском месторождении. А.В. Саранча, И.С. Саранча // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т.10. №1. – С. 128-129.
7. Шпильман А.В. В их руках ключи от недр // ГП Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. – Ханты-Мансийск. 2010.

Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Леонтьев С.А., д.т.н., профессор, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.