

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ЗАПАДНО-САХАЛИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Саранча А.В., Гарина В.В., Митрофанов Д.А., Левитина Е.Е.
*ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,
Тюмень, e-mail: sarantcha@mail.ru*

В настоящее время имеется большое количество публикаций, посвященных баженовской свите и таящемуся в ней в огромных количествах углеводородному сырью. Основная цель написания данной статьи заключается в освещении полученных результатов разработки баженовской свиты и эксплуатации скважин на Западно-Сахалинском месторождении, где опытно-промышленная разработка объекта началась в 2009 году горизонтальными и наклонно-направленными скважинами. Всего на данном участке пробурено 14 скважин, из которых четыре скважины наклонно-направленные, одна пологая с проходкой по пласту 69,8 м и объемным ГРП, четыре скважины горизонтальные с открытым забоем и пять скважин горизонтальные с щелевым хвостовиком на забое и объемным ГРП. Проведенный анализ показал, что наибольшую эффективность демонстрирует скважина, имеющая наклонно-направленный профиль с проведением объемного ГРП по специальной технологии, но при этом высокую накопленную добычу скважины не стоит связывать с технологией вскрытия пласта, потому как применение аналогичных технологий вскрытия на соседних скважинах не показало даже близко таких результатов.

Ключевые слова: Баженовская свита, Западно-Сахалинское месторождение

RESULTS OF RESEARCH AND INDUSTRIAL DEVELOPMENT OF THE BAZHENOV FORMATION IN WEST SAKHALIN FIELD

Sarancha A.V., Garina V.V., Mitrofanov D.A., Levitina E.E.
*Federal state budget higher professional educational institution
«Tyumen State Oil and Gas University», Tyumen, 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 in the West-Sakhalin field where experimental-industrial development of the facility began in 2009, horizontal and inclined wells. Only on this site drilled 14 wells, of which four wells deviated, one gentle with penetration through the formation (69,8 m) and volume hydraulic fracturing, four horizontal wells with an open bottom and five horizontal wells with a slit liner on the bottom and volume hydraulic fracturing. The analysis showed that the greatest efficiency demonstrates the well having an inclined-directional profile with holding volume hydraulic fracturing by special technology, but high cumulative production wells should not be attributed to the technology of drilling, because the application of similar technologies intrusion on neighboring wells have not shown even come close to these results.

Keywords: Bazhenov formation, West Sakhalin field

Западно-Сахалинское месторождение расположено в северо-восточной части Сургутского и юго-западной части Ханты-Мансийского районов ХМАО.

Баженовская свита на территории месторождения вскрыта 23 поисковыми, 13 разведочными и семью эксплуатационными скважинами. Опытнo-промышленная разработка объекта началась в 2009 году горизонтальными и наклонно-направленными скважинами, которые расположены на участке, представленном на рис. 1. Всего на данном участке пробурено 13 скважин и одна вне данного участка, из которых четыре скважины (№ 110, 114, 115 и 5559) наклонно-направленные, одна (№ 102 ГР) пологая с проходкой по пласту 69,8 м и объемным ГРП, четыре скважины (№ 101Гр, 104Гр, 107Гр, 111Гр) горизон-

тальные с открытым забоем и пять скважин (№ 03Гр, 105Гр, 109Гр, 112Гр, 113Гр) горизонтальные с щелевым хвостовиком на забое и объемным ГРП.

Во всех четырех горизонтальных скважинах с открытым забоем произошло обрушение ствола и скважины работали через осадок обрушения с дебитом около 1 т/сут. Таким образом, горизонтальные скважины с открытым забоем оказались неэффективными. В этой связи в скважинах № 101Гр и 107Гр был забурен дополнительный наклонно-направленный боковой ствол с проведением ГРП и закачкой пропанта около 50 тонн на скважину. После проведенных мероприятий в 2011 году скважина № 101Гр стала работать с дебитом по нефти около 16,2 т/сут. Далее дебит по нефти снизился до 9 т/сут в 2012 году и до 8 т/сут в 2013 году.

На начало июля 2013 года накопленная добыча нефти по скважине № 101Гр после проведенных мероприятий составила 5,9 тыс. т. Скважина № 107Гр после проведенных мероприятий на начало 2013 года так и не была запущена в работу.

в работу в октябре 2009 года, после проведенного в ней ГРП с закачкой 60 тонн проппанта. Первые три месяца скважина работала со средним дебитом 12,5 т/сут. В последующем ее дебит снизился до 2,6 т/сут к маю 2012 года, а далее в ней был

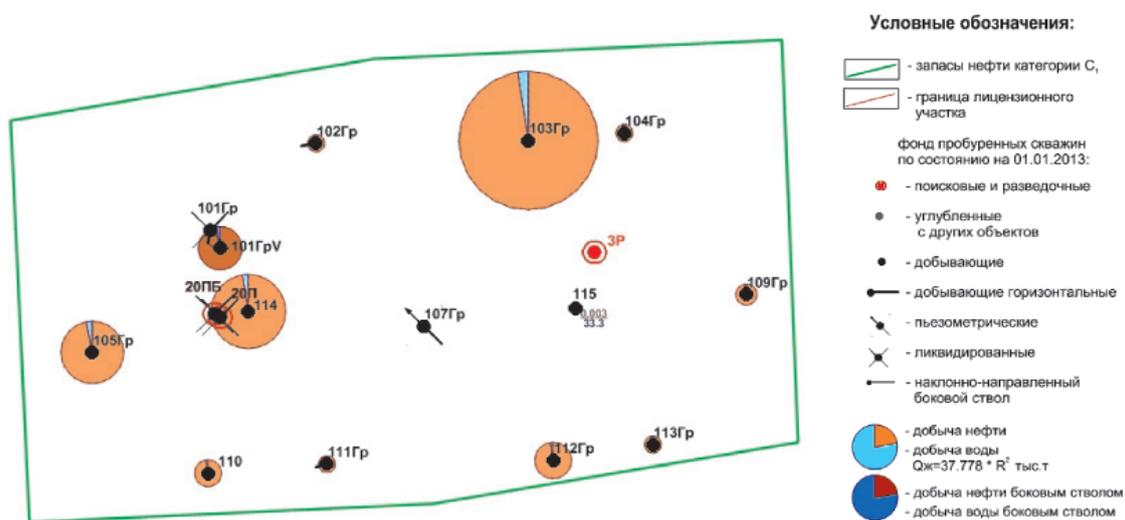


Рис. 1. Карта текущего состояния разработки участка ОПР на Западно-Сахалинском месторождении

Более продуктивными оказались горизонтальные скважины с забоем перекрытым щелевым фильтром и проведением в них ГРП с закачкой проппанта около 40 тонн на скважину (за исключением скважины № 113Гр), при этом в скважинах № 109Гр, и 112Гр гидроразрыв пласта проводился дважды. Из их числа наиболее успешной является скважина № 103, которая была запущена в работу в январе 2011 года. За первые три месяца дебит нефти по ней в среднем составил 23,7 т/сут, но к марту 2012 года, его значение снизилось до 0,8 т/сут, после чего в скважине был проведен ГРП. Дебит нефти после ГРП составил 78,7 т/сут. Накопленная добыча по данной скважине на начало 2013 года составила 20,5 тыс. т., и она продолжает работать с дебитом по нефти 56,6 т/сут и обводненностью 2,5%. Остальные четыре скважины, в том числе и те, в которых ГРП проводился дважды, имеют значительно худшие результаты. Входные дебиты по ним за первые три месяца находились в диапазоне от 1,0 до 4,4 т/сут. После проведения ГРП дебиты выросли до диапазона от 2,8 до 18,4 т/сут. Суммарная накопленная добыча нефти по этим четырем скважинам на начало 2013 года составила 9,4 тыс. т., что в два раза меньше, чем по одной 103-й скважине.

Пологая скважина № 102 ГР с проходкой по пласту 69,8 метров была запущена

проведен повторный ГРП с закачкой 40 тонн проппанта. Однако данное мероприятие позволило увеличить дебит всего на 0,2 т/сут. После 30 месяцев эксплуатации скважины на начало 2013 года текущий дебит нефти составляет 2,1 т/сут при накопленной добыче 6,2 тыс. т.

Далее рассмотрим историю эксплуатации четырех наклонно-направленных скважин. Скважины № 110 и 115 не отличились чем то особенным. Они были введены в эксплуатацию в 2009 и 2010 годах. В них также проводился ГРП, а в скважине № 110 он проводился даже дважды. При этом в первый раз было закачено 50 тонн, а во второй 100 тонн проппанта. Дебит нефти после ГРП составил 17,5 т/сут. Накопленная добыча по этой скважине на начало 2013 года составила 6,2 тыс. т, а по скважине № 115 всего 2,0 тыс. т. Скважина № 5559 имеет наименьшую эксплуатационную историю из всех скважин. Была запущена в октябре 2012 году с входным дебитом 7,1 т/сут, а в июле 2013 года ее дебит составлял 3,9 т/сут. Накопленная добыча за неполный год по скважине № 5559 составила 1,2 тыс. т. Наибольший интерес из наклонно-направленных скважин, представляет скважина № 114, которая была введена в эксплуатацию в 2009 году с проведением ГРП. Количество закачанного проппанта составило 50 тонн. Дебит нефти после воздействия

составил 122 т/сут. Далее скважина стабильно работает, в 2010 году ее дебит по нефти в среднем составил 80 т/сут, в 2011 году – 57 т/сут, в 2012 году 22 т/сут и 2013 году около 10 т/сут. Накопленная добыча нефти на начало 2013 года по данной скважине составила 79 тыс. т., что в 1,6 раза больше, чем по всем остальным 13 скважинам. Очевидно, что успех этой скважины связан не с технологией вскрытия пласта, а с попаданием в высокопродуктивную зону трещиноватости.

В процессе эксплуатации скважин наблюдался высокий темп снижения дебитов нефти. Средний входной дебит нефти по скважинам составил 17 т/сут, после первого года эксплуатации – 15 т/сут, после двух лет – 13 т/сут (–22% от начального). На четвертый год эксплуатации средний дебит нефти скважин, приведенных к одной дате, составил 6 т/сут (–64% от начального) (рис. 2).

Всего по данному месторождению в период с 2009 по 2012 год добыто 130 тыс. т нефти, с максимальной годовой добычей в 2012 году на уровне 37,4 тыс. т. За этот период действующий фонд добывающих скважин вырос с 3 до 14 единиц, средний дебит по нефти снизился с 63,4 до 9,4 т/сут, обводненность изменялась в диапазоне от 8,2 до 4,6%. Динамика основных технологических показателей представлена на рис. 3.

Интересным также представляется эксперимент, проведенный на месторождении, который заключался в закачке 4 тыс. м³ воды при давлении 62,5 МПа в скважину № 115 в сентябре 2011 года с целью образования в пласте искусственной трещиноватости и расформирования газовых скоплений в трещинной системе. Реакция на данное мероприятие была заметна практически на всех скважинах данного участка, что указывает на наличие единой высоконеоднородной гидродинамической связи трещинной системы.

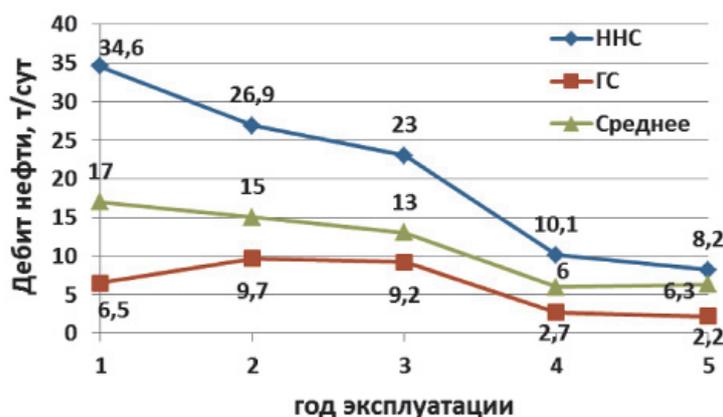


Рис. 2. Динамика технологических показателей наклонно-направленных и горизонтальных скважин, приведенная к одной дате [1]



Рис. 3. Динамика основных технологических показателей

В течение месяца после проведения закачки скважины работали с нехарактерным для них режимом. Закачка воды спровоцировала вытеснение пачек газа, скопившихся в трещинной системе, что повлекло установление прерывистого течения к забоям скважин газа и нефти (выброс пачек газа). При подходе к скважинам воды в виде эмульсий в отдельных скважинах произошло резкое падение их производительности вплоть до полной остановки. Восстановление относительно базового уровня добычи нефти на рассматриваемом участке произошло через 6 месяцев (за этот период потери в добыче нефти составили 7,6 тыс. т) после проведения работ по стимулированию притоков (промывка ствола и забоя скважин горячей нефтью, ГРП в скважинах № 101Гр, 103Гр, 105Гр) [1].

Полученные результаты однозначно указывают на образование в пласте искусственной трещиноватости и вытеснение скопленных газа. Однако образование в трещинной системе пласта стойких и вязких водонефтегазовых эмульсий временно отрицательно повлияло на продуктивность окружающих скважин и потребовало применения методов стимулирования притока.

Вывод

Таким образом, результаты эксплуатации скважин неоднозначны. При диапазоне входных дебитов по нефти от 0,9 до 122,3 т/сут, средний дебит составил 17 т/сут. Из 14 пробуренных скважин на рассматриваемом участке входной дебит по нефти более 10 т/сут получен в четырех. Темпы снижения продуктивности в первые годы эксплуатации скважин составляют – 10–50% как по наклонно-направленным, так и по горизонтальным скважинам. Текущие дебиты нефти изменяются от 0,7 до 56,6 т/сут при среднем значении – 8,3 т/сут. Из 13 действующих добывающих скважин с дебитом нефти более 10 т/сут эксплуатируются три. Наибольшую эффективность демонстрирует 114 скважина, имеющая наклонно-направленный профиль с проведением объемного ГРП по специальной технологии. При этом высокую накопленную добычу скважины не стоит связывать с технологией вскрытия пласта, потому как применение аналогичных технологий вскрытия на соседних скважинах не показало даже близко таких результатов. Очевидно, что данная скважина попала в плотную высокопродуктивную систему естественной трещиноватости, что и явилось основой ее успеха.

Список литературы

1. Батурин Ю.Е. Бажен без льгот так им и останется // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 23–24. – С. 12.

2. Дмитриевич А.А. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широкого Приобья: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. 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. Нефтегазосность глинистых пород Западной Сибири / И.И. Нестеров, И.Н. Ушатский, А.Я. Мальных и др. – М.: Недра, 1987.

5. Отчет «Дополнении к технологической схеме разработки Западно-Сахалинского 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. Саранча А.В. Определение продуктивности скважин при гидроразрыве пласта / А.В. Саранча, М.Л. Карнаухова // Известия высших учебных заведений. – 2007. – № 4. – С. 29–32.

8. Толстолыткин И.П. Использование запасов нефти на месторождениях ХМАО-ЮГРЫ // Наука и ТЭК. – 2012. – № 5. 4. – С. 26–28.

9. Шпильман А.В. В их руках ключи от недр // ГП Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. – Ханты-мансийск, 2010.

References

1. Baturin Ju.E. Bazhen bez lgot tak im i ostanetsja // Neftegazovaja vertikal. no. 23–24. 12. 2010.

2. Dmitrievich A.A. Prirodnye rezervuary nefi v otlozhenijah bazhenovskoj svity na zapade Shirotnogo Priobja // Avtoreferat dissertacii na soiskanie uchenoj stepeni kandidata geologomineralogicheskikh nauk. M., 2009.

3. Nesterov I.I. Perspektivy neftenosnosti glinistykh bituminoznych porod bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri. I.I. Nesterov, Ju.V. Braduchan, V.G. Eliseev i dr. // Tjumenskaja pravda, 1976.

4. Nesterov I.I. Neftegazonosnost glinistykh porod Zapadnoj Sibiri. I.I.Nesterov, I.N.Ushatskij, A.Ja.Malyhin i dr. M.: Nedra, 1987.

5. Otchet «Dopolnenii k tehnologicheskoj sheme razrabotki Zapadno-Sahalinskogo nefljanogo mestorozhdenija», Tjumenskoe otdelenie SurgutNIPIneft, Tjumen, 2013.

6. Sarancha A.V. Analiz razrabotki bazhenovskoj svity na Ulijanovskom mestorozhdenii. A.V. Sarancha, I.S. Sarancha // Akademicheskij zhurnal Zapadnoj Sibiri. 2014. T.10. no. 1. pp. 128–129.

7. Sarancha A.V. Opredelenie produktivnosti skvazhin pri gidrorazryve plasta. A.V. Sarancha, M.L. Karnauhov // Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. 2007. no. 4. pp. 29–32.

8. Tolstolytkin I.P. Ispolzovanie zapasov nefi na mestorozhdenijah HMAO-JuGRY // Nauka i TJeK. no. 5. 4. 2012. pp. 26–28.

9. Shpilman A.V. V ih rukah kljuchi ot neдр // GP Nauchno-analiticheskij centr racionalnogo nedropolzovaniya im. V.I. Shpilmana. Hanty-mansijsk. 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 кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.

Работа поступила в редакцию 10.04.2015.