**Формирование комплекса мероприятий ЗБС по внедрению исследуемой технологии на объекте разработки ЮВ1 Ватинского месторождения**

В соответствии с ранее принятыми проектными решениями на месторождении были приняты к применению следующие методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти:

* Бурение горизонтальных скважин;
* Ввод новых скважин (ННС);
* Зарезка боковых стволов;
* Проведение ГРП;
* Переводы скважин на другой объект разработки;
* Перфорационные работы по дострелу и перестрелу пластов;
* Физико-химические ОПЗ;
* Проведение работ по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин;
* Водоизоляционные и ремонтно-изоляционные работы по ограничению водопритоков, восстановлению целостности эксплуатационной колонны и т.п.

Эффект от проведения всех геолого-технических мероприятий на скважинах с переводом на объекты и приобщение, зарезку БС и БГС и ввод горизонтальных скважин полностью распределялся на вышеперечисленные ГТМ. Также при проведении ОПЗ, РИР, ЛА во время продолжающегося эффекта от ГРП эффект перераспределялся на ГРП. Окончанием времени эффекта считался месяц, после которого в течение 3-х месяцев подряд дебит нефти после мероприятия равнялся базовому (до ГТМ), либо был ниже базового.

**Ввод новых скважин (Бурение горизонтальных скважин)**

В 2008-2009 гг. - первые ГС (№ 5181, 5186 и 5198) на объекте ЮВ1.

Начальные дебиты нефти ГС объекта ЮВ1 составляли 16,0 т/сут (скв. 5198) и 87,8 т/сут (скв. 5181), начальные дебиты жидкости - 17,0 т/сут (скв. 5198) и 92,2 т/сут (скв. 5181).

Начальная обводненность продукции ГС - 4,8% (скв. 5181) и 5,9% (скв. 5198). На 01.01.2015 г. в эксплуатации находится только скважина № 5186 с текущим дебитом нефти 9,1 т/сут и обводненностью 83%.

В 2014 г. было пробурено 11 горизонтальных скважин (№ 821, 822, 1336, 1338, 1483, 1568, 1670, 5240, 5262, 5286, 5287). Начальные дебиты нефти – от 6,0 (№ 5262) до 126,5 (№ 1670) т/сут, жидкости – от 38,0 (№ 822) до 268,4 (№ 5286) т/сут и обводненностью от 10,2% (№ 1338) до 92,9% (№ 5262).

На 01.01.2015 г. в эксплуатации находятся 10 скважин. Скважина № 5262 переведена на объект АВ1-2.

Всего горизонтальными скважинами добыто 271,4 тыс. т нефти. Средняя достигнутая технологическая эффективность бурения ГС составила 19384 т на 1 ГС.

**Зарезка вторых стволов**

В 2005-2007 гг. на объекте зарезано три БС (№ 1099, 1159 и 1218) с начальными дебитами нефти от 34,0 т/сут (№ 1218) до 73,1 т/сут (№ 1099), жидкостью от 38,9 (№ 1218) до 107,4 т/сут (№ 1099) и обводненностью от 11,8% (№ 1159) до 31,9% (№ 1099). На 01.01.2015 г. из трех скважин в добычи находится одна (№ 1218) с дебитом нефти 5,4 т/сут и обводненностью 80,0%, одна находится в нагнетательном фонде (№ 1159) и одна в бездействии (№ 1099).

В 2009-2010 гг. зарезано два БГС (№ 1304 и 1319) с начальными дебитами нефти 32,9 т/сут (№ 1304) и 35,5 т/сут (№ 1319), жидкости 37,9 т/сут (№ 1304) и 38,3 т/сут
(№ 1319) и обводненностью 7,2% (№ 1319), 13,0% (№ 1304). На 01.01.2015 г. в эксплуатации находится только скважина № 1319 с дебитом нефти 4,6 т/сут и обводненностью 88,7%. Скважина № 1304 переведена на объект АВ1-2.

В 2013 г. было зарезано четыре БГС (№ 1004, 1189, 1302, 4732) и один БС (№ 1108). Начальные дебиты нефти составляли от 4,7 т/сут (№ 1108) до 30,8 т/сут (№ 4732), жидкости от 62,5 т/сут (№ 4732) до 98,3 т/сут (№ 1108) и обводненностью от 50,8% (№ 4732) до 95,2% (№ 1108). На 01.01.2015 г. три скважины из пяти находятся в эксплуатации с дебитом по нефти от 1,3 (№ 1189) до 14,3 (№ 1302) т/сут и обводненностью от 44,1% (№ 1302) до 98,2% (№ 1108).

В 2014 г. было зарезано 3 БГС (№ 471, 868 и 1308) с начальными дебитами нефти от 5,0 (№ 868) до 27,1 (№ 1308) т/сут, жидкостью – от 25,0 (№ 868) до 66,5 (№ 471) т/сут и обводненностью от 44,1% (№ 1308) до 80,0% (№ 868). На 01.01.2015 г. все скважины находятся в эксплуатации.

Добыча нефти составила 166,7 тыс.т с технологической эффективностью 12823 т. на 1 БГС.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Ватинского месторождения Нижневартовского района Тюменской области (отчёт). Хафизов Ф.З. и др., Тюмень, 1967.
2. Трофимов А.С., Бердников С.В., Платонов И.Е., Колесник С.В., Зозуля Г.П., Ягофаров А.Н., Дергунов И.А., Харитонова Л.И. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов. - Тюмень:, 2008.
3. Переоценка запасов нефти и газа по месторождениям Главтюменнефтегаза, находящихся в разведке и разработке. Месторождение Ватинское (отчёт). Акбашев Ф.С. и др., тема 03.80/01.55.Т. Тюмень, СибНИИНП, 1986.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи пластов. - М., Недра, 2011 г. - 308 с.
5. Изучение условий залегания нефти и газа и проектирование промышленной разведки нефтяных месторождений Тюменской области. Этапы 5-6. Проект промышленной разведки Ватинского и северной части Мегионского месторождений (отчёт). Степанов А.И. и др., М, ВНИИ, 1965.
6. Разработка рекомендаций, находящихся на балансе Главтюменнефтегаза (окончательный отчет по теме 3-70-НГ). Ишаев У.Г. и др., Тюмень, Гипротюменнефтегаз, 1973.
7. Нефтяное хозяйство, 2003, № 8, стр. 46-48. Р.С.Хисамов и др. Развитие горизонтальной технологии разработки нефтяных месторождений Татарстана.
8. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири: Изд-во ТПУ, 2006.-166 с.