УДК 622.276

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СТВОЛОМ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ М

Ахмадуллин Д.У.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: damir.ahmadullin@mail.ru

Добыча нефти на месторождении велась из семи скважин (из них две горизонтальные). По скважинам отмечаются высокие входные дебиты нефти (в среднем 77,4 т/сут) при низкой или нулевой обводненности. За период эксплуатации дебит нефти по скважинам снизился до 3-28 т/сут, обводненность увеличилась до 91-98%. Накопленный ВНФ составил 6 д.ед. Анализ работы скважин, а также результаты промыслово-геофизических исследований показали, что источниками обводнения скв. на объекте являются как пластовые, так и закачиваемые воды, в одной скважине выявлена негерметичность эксплуатационной колонны. Две скважины при достижении обводненности свыше 98% переведены в фонд пьезометрических, в двух скважинах пробурены боковые горизонтальные стволы, одна скважина в ноябре 2006 году переведена под закачку. Основной вклад в добычу нефти на месторождении обеспечили скважины 351 и 604, расположенные в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин. Во входных показателях преимущества горизонтальных скважин над наклонно-направленными не отмечается. Текущие дебиты нефти скважин с горизонтальным участком ствола значительно выше, чем остановочные дебиты скважин с наклонно-направленным профилем. На одну горизонтальную скважину приходится 98 тыс.т нефти.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, анализ разработки, горизонтальная скважина, обводненность, дебит нефти

ANALYSIS OF WELL PERFORMANCE WITH A HORIZONTAL BOREHOLE IN THE M FIELD

Ahmadullin D.U.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: damir.ahmadullin@mail.ru

Oil production in the field was carried out from seven wells (of which two are horizontal). The wells have high input oil rates (an average of 77.4 tons per day) with low or zero water cut. Over the period of operation, the oil production rate for wells decreased to 3-28 t / day, watercut increased to 91-98%. The accumulated VIK was 6 d.d. Analysis of well work, as well as the results of field geophysical studies have shown that the sources of water wells. On the site are both reservoir and injected water, in one well leakage of the production column was detected. Two wells, when water cut is over 98%, were transferred to a piezometric fund, lateral horizontal trunks were drilled in two wells, one well was pumped in November 2006. The main contribution to oil production in the field was provided by wells 351 and 604 located in zones of maximum oil-saturated thicknesses. In the input indicators, the advantages of horizontal wells above the directional wells are not noted. Current oil production wells with a horizontal section of the trunk are much higher than the stop flow rates of wells with an inclined-directed profile. On one horizontal well there are 98 thousand tons of oil.

Keywords: oil field, development analysis, horizontal well, water cut, oil production rate

Добыча нефти на месторождении велась из семи скважин (из них две горизонтальные) [1-5].

Скважина №600 – наклонно-направленная, расположена в ВНЗ пласта $Ю_1^1$, начала эксплуатацию в феврале 2006 года с дебитом жидкости 56,6 т/сут, дебитом нефти 53,8 т/сут и обводненностью 2,8% (рисунок 1).

В первые месяцы работы скважины (02.2006-08.2006 гг.) значительного роста дебитов жидкости и нефти не отмечается. Увеличение дебитов жидкости (с 23,6 до 102,8 т/сут) и нефти (с 22,2 до 97,8 т/сут) наблюдается с сентября 2006 года после остановки соседней скв. №602. После перевода скважины №602 под закачку (ноябрь 2006 г.) зафиксировано постепенное снижение дебита нефти с 92 до 4,2 т/сут. Обводненность продукции через 10 месяцев после начала закачки достигла значения 87% и в последующие шесть лет увеличилась до 96,6% (рисунок 2).

Дебит жидкости до августа 2011 года имеет тенденцию роста. В данный период на скважине выполнены три мероприятия по оптимизации режима работы (спуск более производительного насоса). Снижение дебитов жидкости в период 2011-2013 гг. связано с проведением ВПП на скважине №602 и изменением направления фильтрационных потоков.

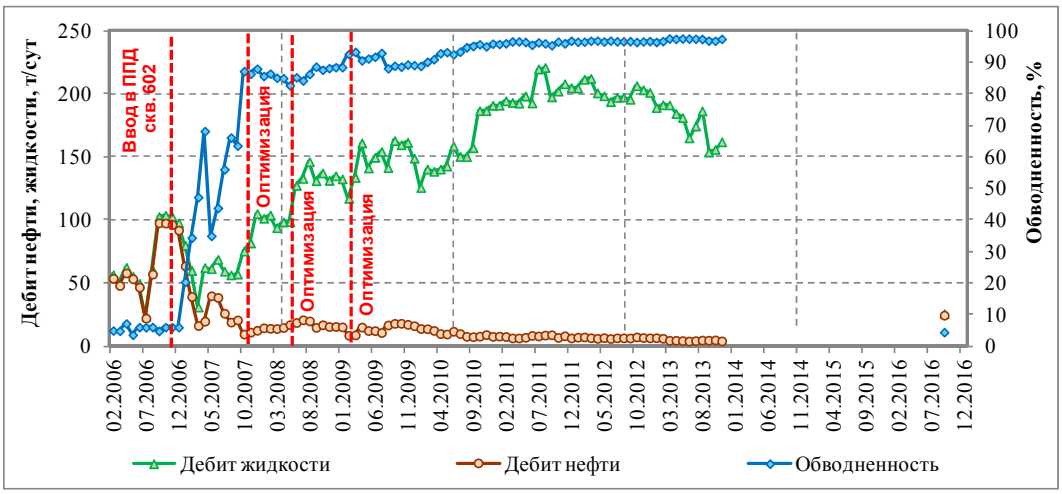

Рисунок 1 - Динамика дебитов жидкости, нефти и обводненности. Скважина №600

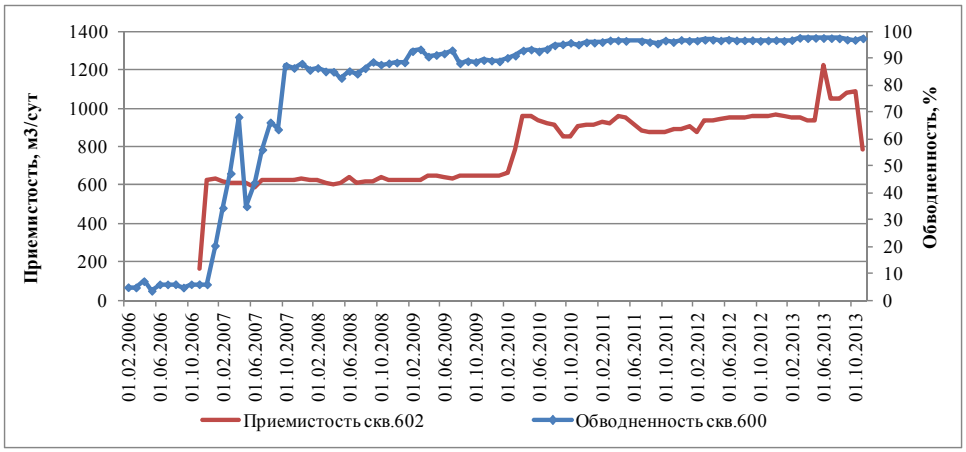

Рисунок 2 - Динамика обводненности скв. 600 и приемистости скв. 602

В ноябре 2013 года скважина была переведена в пьезометрический фонд. На скважине выполнены ПГИ на определение профиля притока и источника обводнения. По результатам проведенных исследований выявлено, что обводнение продукции скважины происходит по пласту, заколонный переток сверху не отмечается, снизу не определяется из-за отсутствия зумпфа.

По результатам 6-ти компонентного анализа (2010-2013 гг.) минерализация по скважине составляла в среднем 14,0 г/л, что в большей степени характерно для вод сеноманского горизонта. В то время как до начала закачки (2007 г.) минерализация оценивалась на уровне 36,2 г/л. Учитывая то, что при закачке используется сеноманская вода, можно сделать вывод, что снижение минерализации обусловлено разбавлением пластовых вод закачиваемыми.

В сентябре 2016 года в скважине пробурен боковой горизонтальный ствол (длина ГУ – 350 м) в кровельную часть пласта (рисунок 3). Скважина запущена в работу на 11 суток. Дебит нефти составил 24,6 т/сут, дебит жидкости – 25,7 т/сут, обводненность – 4,4%. На 01.01.2017 г. скважина числится в действующем фонде. Накопленная добыча нефти – 51,3 тыс.т, жидкости – 397,1 тыс.т. Накопленный ВНФ – 6,7 д.ед.

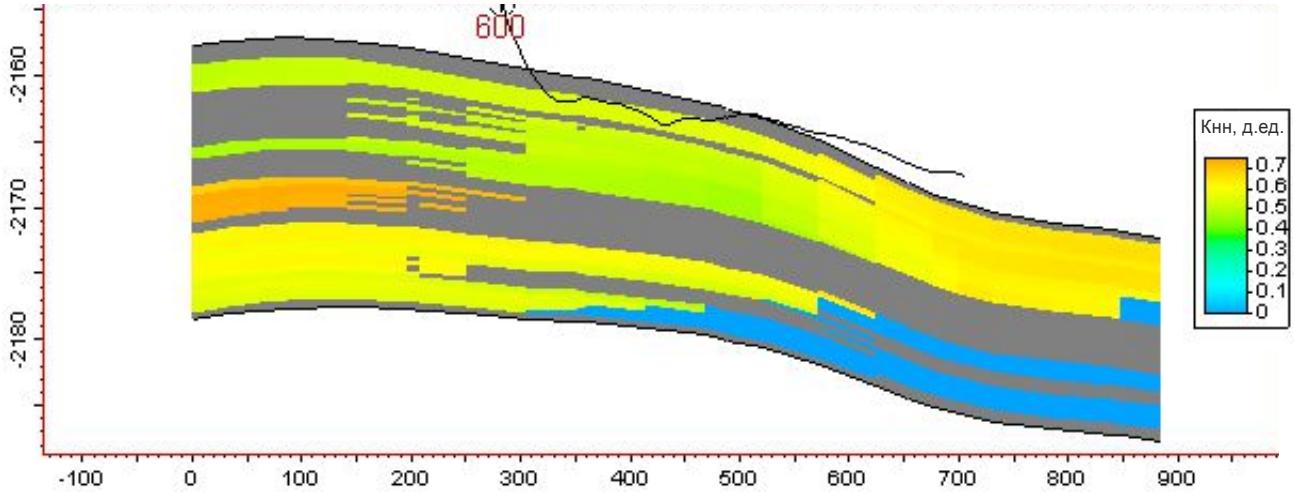

Рисунок 3 - Профиль БГС скважины №600. Объект Ю11

Скважина №601 – наклонно-направленная, расположена в ВНЗ пласта $Ю_1^1$, начала эксплуатацию в декабре 2005 года с дебитом жидкости 67,5 т/сут, дебитом нефти 65,0 т/сут и обводненностью 3,7% (рисунок 4).

В начальный период работы с декабря 2005 по август 2006 года характер динамики дебитов нефти и жидкости одинаков. Снижение дебита нефти произошло в 6,1 раза (с 65,0 до 10,6 т/сут), дебита жидкости – в 4,8 раза (с 67,5 до 14,1 т/сут). Обводненность за рассматриваемый период выросла с 3,7% до 24,4%.

В августе 2006 года на скважине был выполнен ГРП, что привело к значительному увеличению дебитов нефти и жидкости (до 37,1 т/сут и 71,2 т/сут, соответственно) и росту обводненности (до 47,9% и далее до 87,3%).

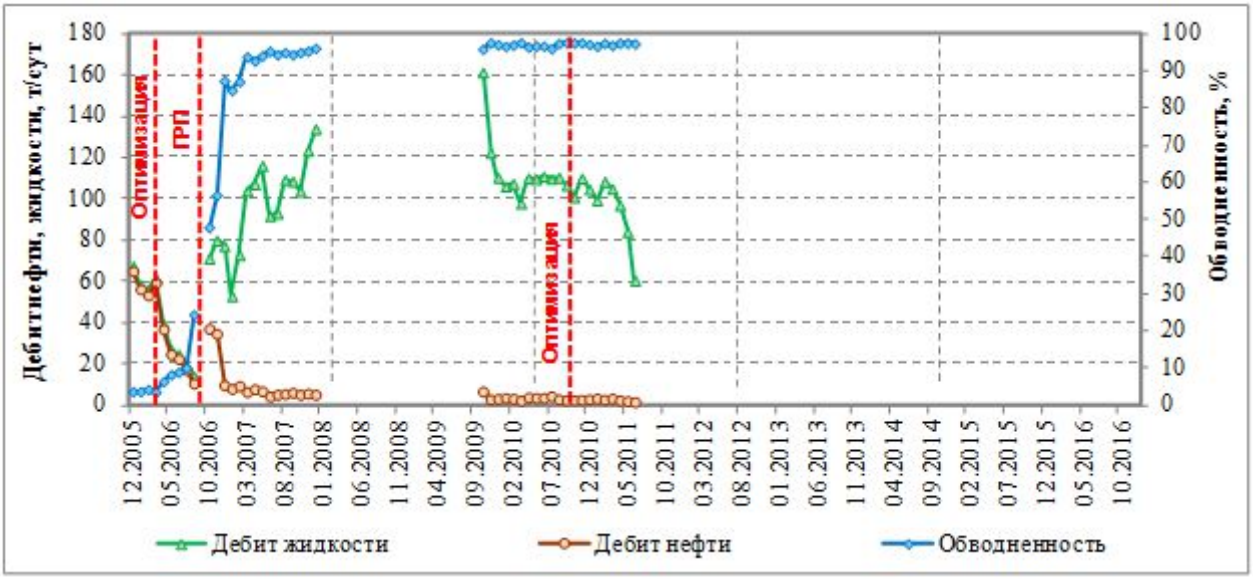

Рисунок 4 - Динамика дебитов жидкости, нефти и обводненности. Скважина №601

В декабре 2007 года скважина была остановлена с дебитом нефти 5,2 т/сут, дебитом жидкости 133,9 т/сут и обводненностью 96,1%. В ноябре 2007 г. на скважине выполнены ПГИ по определению технического состояния эксплуатационной колонны, по результатам которых выявлено, что э/к герметична, заколонные перетоки вверх и вниз от перфорированного интервала не отмечаются. Поведение кривых ВНФ и ВНФ' в начальный период эксплуатации скважины (рисунок 5) характерно для случая обводнения подошвенными водами.

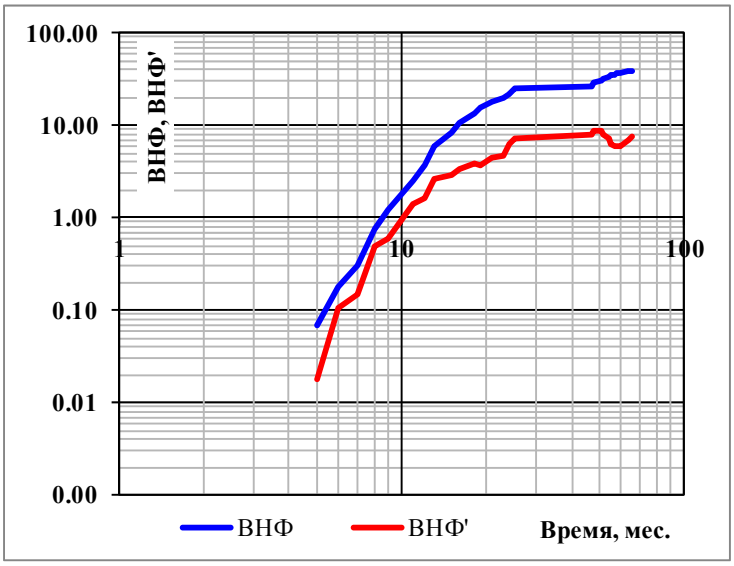

Рисунок 5 - Диагностическая диаграмма по скважине № 601

После двухлетнего бездействия, в октябре 2009 года скважина была вновь запущенна в работу. Входной дебит нефти составил 6,7 т/сут, жидкости – 161,3 т/сут, обводненность

продукции – 95,8%. Скважина проработала 21 месяц с обводненностью около 95-97% и вновь была остановлена (дебит нефти – 1,6 т/сут, дебит жидкости – 60,5 т/сут, обводненность – 97,3%).

По результатам 6-ти компонентного анализа подтоварной воды (07.2010 г.) минерализация по скважине составила 11,2 г/л, что характерно для вод сеноманского горизонта (минерализация пластовых вод для юрских отложений Максимкинского месторождения составляет 39,6 г/л). Учитывая то, что при закачке используется сеноманская вода, можно предположить, что низкое значение минерализации по скв. 601 обусловлено разбавлением пластовых вод закачиваемыми.

В ноябре 2016 года в скважине пробурен боковой горизонтальный ствол (длина ГУ – 350 м) в кровельную часть пласта (рисунок 6), скважина находится в ожидании ввода в эксплуатацию. На 1.01.2017 г. накопленная добыча нефти по скважине составляет 14,4 тыс.т, жидкости – 110,6 тыс.т, накопленный ВНФ – 6,7 д.ед.

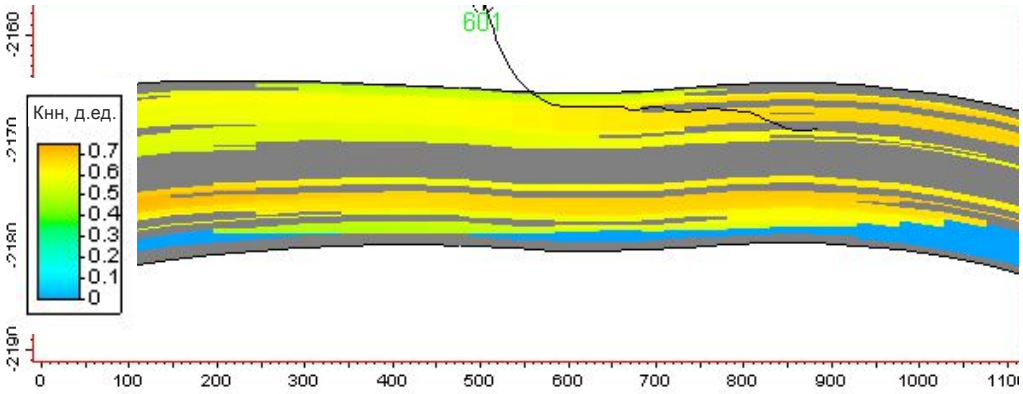

Рисунок 6 - Профиль БГС скважины №601. Объект Ю11

<u>Скважина №604</u> – горизонтальная (длина ГУ – 260 м), расположена в ЧНЗ и ВНЗ пласта $Ю_1^1$, пробурена в нижнюю продуктивную часть пласта (рисунок 7), введена в эксплуатацию в августе 2006 года с дебитом жидкости – 127,0 т/сут, дебитом нефти – 74,0 т/сут и обводненностью 41,7% (рисунок 8).

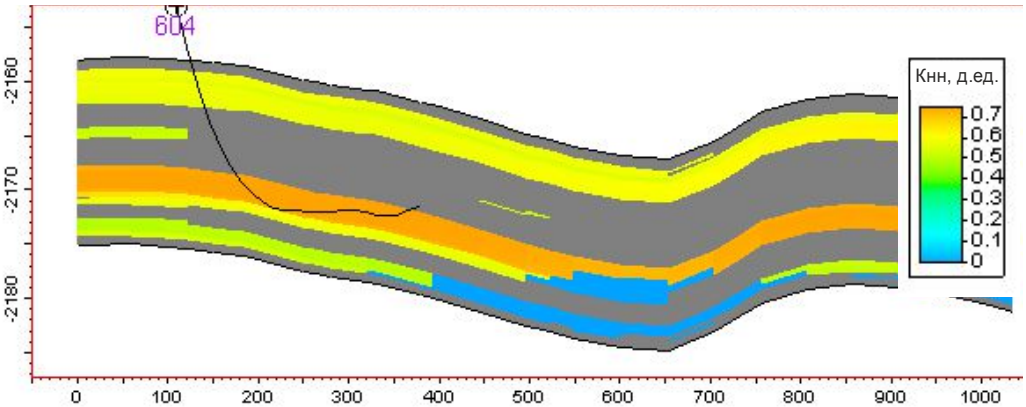

Рисунок 7 - Профиль горизонтальной скважины №604. Объект $Ю_1^1$

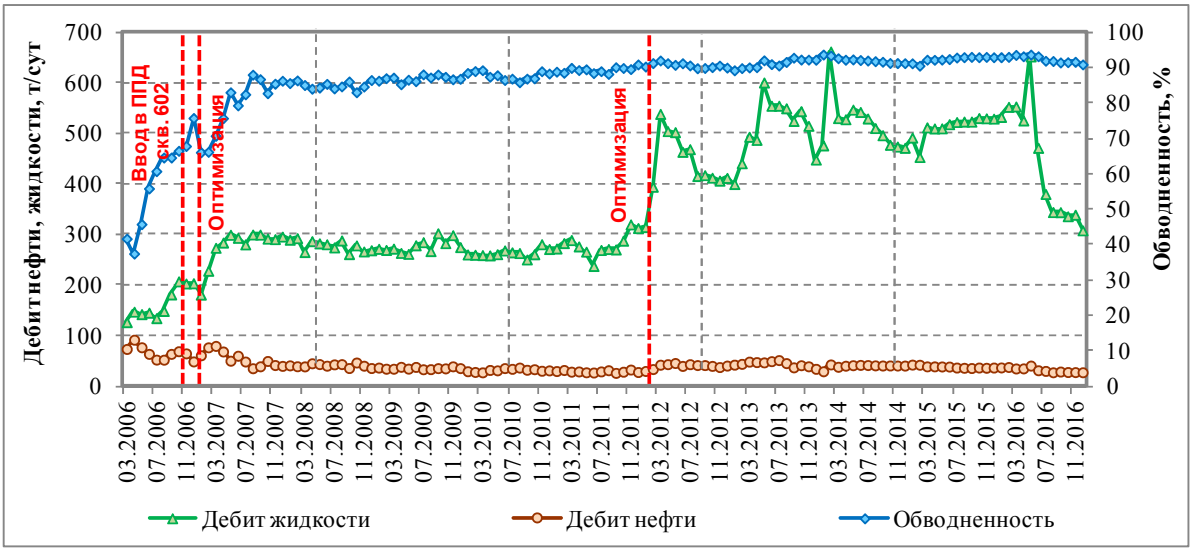

Рисунок 8 - Динамика дебитов и обводненности. Скважина №604

На всем протяжении эксплуатации скважина отличается стабильной динамикой работы. За период эксплуатации (2006 – 2016 гг.) дебит нефти по скважине снизился до 27,9 т/сут, обводненность увеличилась до 91%. Увеличение дебита жидкости в 2006-2007 гг. и в 2012-2016 гг. связано с мероприятиями по оптимизации режима работы скважины (спуск более производительного насоса). На 01.01.2017 г. скважина действующая, дебит жидкости по скважине составляет 308,4 т/сут.

Влияние закачки на рост обводненности продукции скважины не столь очевидно (в отличие от соседних скв.). ПГИ на определение причин обводнения на скважине не проводились. Поведение ВНФ и его производной (рисунок 9) характерно для случая обводнения скважины пластовыми водами (подтягивание конуса воды). Данный факт подтверждается результатами 6-ти компонентного анализа подтоварной воды: минерализация по скважине (2010-2013 гг.) составляла в среднем 27,7 г/л.

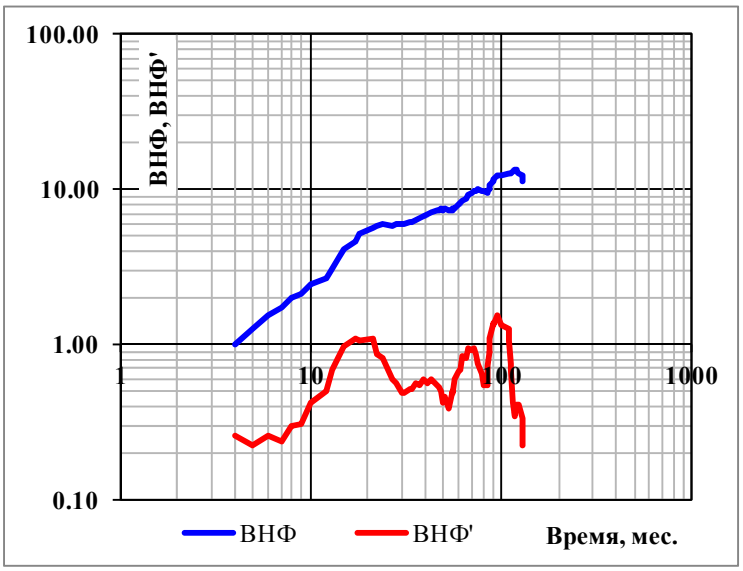

Рисунок 9 - Диагностическая диаграмма по скважине № 604

Накопленная добыча нефти по скважине составляет 157,6 тыс.т, жидкости – 1402,9 тыс.т, накопленный ВНФ – 7,9 д.ед.

Скважина №605 – горизонтальная (длина ГУ – 440 м), расположена в ВНЗ пласта $Ю_1^1$, пробурена в нижнюю продуктивную часть пласта (рисунок 10), введена в эксплуатацию в мае 2006 г. с дебитом жидкости – 77,5 т/сут, дебитом нефти – 65,5 т/сут и обводненностью 15,5% (рисунок 11).

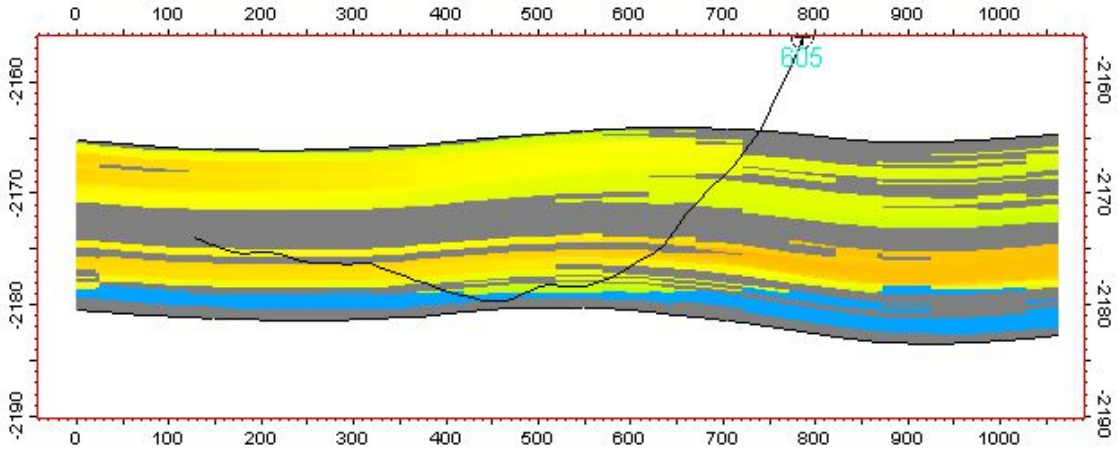

Рисунок 10 - Профиль горизонтальной скважины №605. Объект Ю11

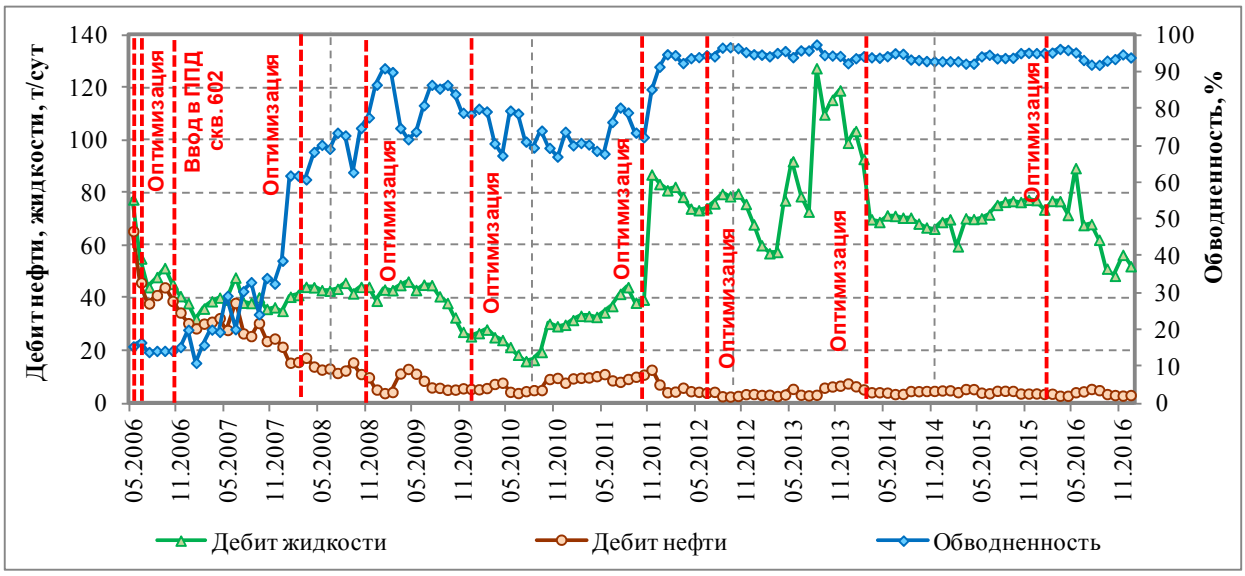

Рисунок 11 - Динамика дебитов жидкости, нефти и обводненности. Скважина №605

В первые два года работы скважины (2006-2007 гг.) наблюдается снижение дебита жидкости с 77,5 до 40 т/сут, дебита нефти с 65,5 до 15,4 т/сут. Постепенный рост обводненности продукции с 14 до 39% отмечен после перевода под закачку скв.№602 (рисунок 12).

Также резкий рост обводненности до 68-85% при краткосрочном увеличении дебитов жидкости и нефти зафиксирован в феврале и ноябре 2008 г. после оптимизаций режима работы скважины (смены насосного оборудования).

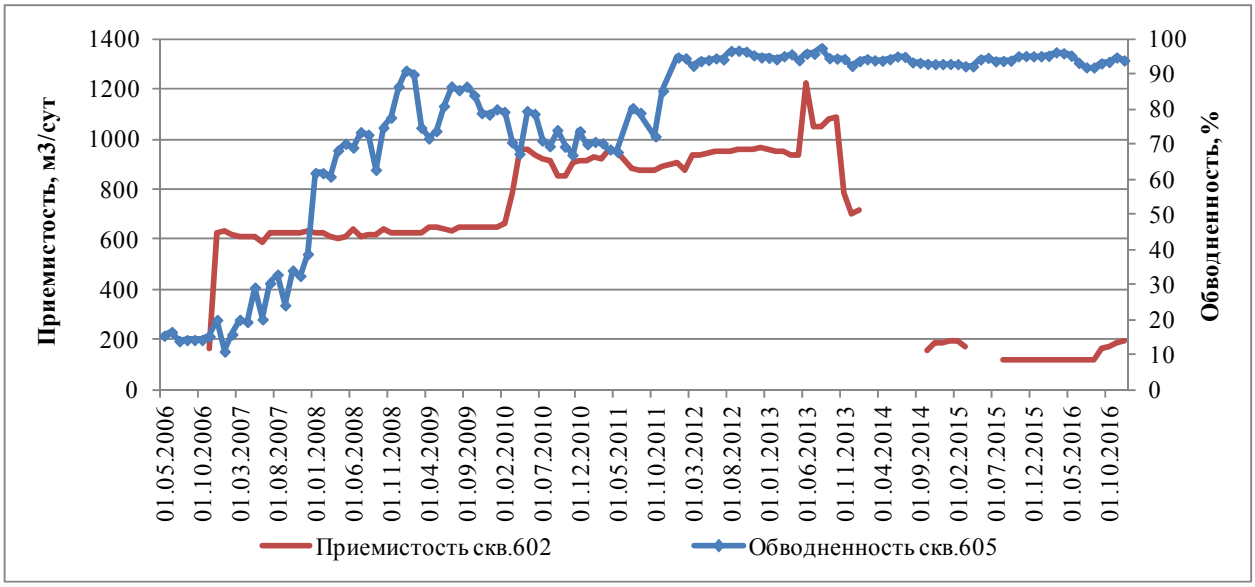

Рисунок 12 - Динамика обводненности скв. 605 и приемистости скв. 602

При приемистости нагнетательной скв. на уровне 600-650 м^3/сут темпы роста обводненности скв. 605 невысокие. При увеличении объемов закачки в 2010 году (приемистость 900-950 м^3/сут) отмечен рост обводненности скв. 605. Скважина реагирует на изменение объемов закачки через 12-14 мес.

Росту обводненности способствует оптимизация режима работы скважины (ноябрь 2012 г. – смена ЭЦН5-30-2100 на ЭЦН5-125-2000). В данный период произошло увеличение дебита жидкости до 87 т/сут, нефти – до 12,8 т/сут. Проведение ВПП на скв.602 в июле 2013 г. привело к росту дебита жидкости до 100-120 т/сут, обводненность снизилась до 93%.

Литература

1. Дополнение к Технологической схеме разработки нефтяного месторождения М (протокол № 5506 от 05.12.2012 г.).
2. Дополнение к Технологической схеме разработки месторождения М (протокол № 6073 от 02.12.2014 г.).
3. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Западно-Сибирский бассейн. - ОИГГиМ СО РАН, Новосибирск,1994, вып. 2.
4. Новейшая тектоника нефтегазоносных областей Сибири. Под ред. Флоренсова Н. А., Варламова И. П. - Труды СНИИГГиМС, 1981, вып. 285.
5. Казаков А. М., Константинов А.Г., Курушин Н.И. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система. Новосибирск, изд.СО РАН, 2002.