

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Юрасев А.Э., Романова М.Ю., Фахртдинова Г.М.

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

Для объекта АС4-8 утверждены различные системы разработки: в северной части М площади – площадная девятиточечная с расстоянием между скважинами 400 м, элементы однорядной, двухрядной, замкнутой систем, на остальной части – размещение горизонтальных добывающих скважин и наклонно-направленных нагнетательных скважин по однорядным и площадным системам. В настоящее время плотность сетки скважин по перебивавшему в эксплуатации фонду на первом участке составляет 12.2 га/скв. Довыработка запасов нефти на участке будет осуществляться путем ограничения закачки. Проектные системы горизонтальных скважин находятся в завершающей стадии реализации. На участках 2 – 4 реализована система разработки с применением горизонтальных скважин по вариантам Г1 и Г2. Базовые плотности участков по вариантам составляют 21.3 га/скв (вариант Г1), 32 га/скв (вариант Г2). Базовая плотность сеток в системе горизонтальных скважин реже базовой плотности сетки скважин участка 1 в 1.3 и в 2 раза соответственно.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, сетка скважин, горизонтальная скважина

DEVELOPMENT ANALYSIS OF GRID WITH HORIZONTAL WELLS IN THE FIELD EXAMPLE OF WESTERN SIBERIA

Yurasev A.E., Romanova M.Y., Fakhrtdinova G.M.

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

For an object AC4-8 adopted a variety of system development: in the northern part of M Square - areal nine-distance between the holes of 400 m, the elements of the single-row, double row, closed systems, the rest of the - placement of horizontal wells and directional injection wells for single and areal systems. Currently in use on well spacing have called the fund the first section is 12.2 hectares / well. Dovyrobotka oil reserves in the area will be carried out by pumping restrictions. Design system of horizontal wells are in the final stages of implementation. In sections 2 - 4 development system is implemented with the use of horizontal wells variants G1 and G2. Basic density plots on options up 21.3 hectares / well (option D1), 32 hectares / well (Option G2). Basic density grids in the system of horizontal wells less basic well pattern density area 1 in 1.3 and 2 times, respectively.

Keywords: oil, gas, field, well spacing, horizontal well

Месторождение открыто в 1971 году, введено в эксплуатацию в 1973 году. В административном отношении месторождение находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа - Югры Тюменской области.

Месторождение находится в районе с развитой инфраструктурой. По типу насыщающих флюидов месторождение относится к нефтегазоконденсатным, по величине начальных извлекаемых запасов нефти – к уникальным, по геологическому строению – к сложным.

Нефтегазоносность установлена в нижнемеловых отложениях сангопайской свиты баремского возраста, усть-балыкской свиты готеривского возраста, сортымской свиты берриасс-валанжинского возраста и средне-верхнеюрских отложениях васюганской и тюменской свит.

В октябре 1975 года на месторождении утверждены предложения по осуществлению комплексного опытно-промышленного эксперимента, в ходе которого планировалось решить следующие задачи:

- определение наличия подвижной нефти в газовой шапке путем нагнетания воды в газонасыщенную часть пласта АС4 (с одновременным отбором продукции из этого пласта в ближайших скважинах);

- определение возможности промышленной добычи нефти из подгазовой части пластов АС5-8 с оценкой конечного коэффициента нефтеотдачи при площадном заводнении.

В этих целях планировалось эксплуатационное бурение:

- на оторочку пластов АС4-8 по сетке 600х600 м эксплуатационных скважин – 20, нагнетательных – 5 (пять пятиточечных элементов);

- на газовую часть пласта АС4 две эксплуатационные и одну нагнетательную.

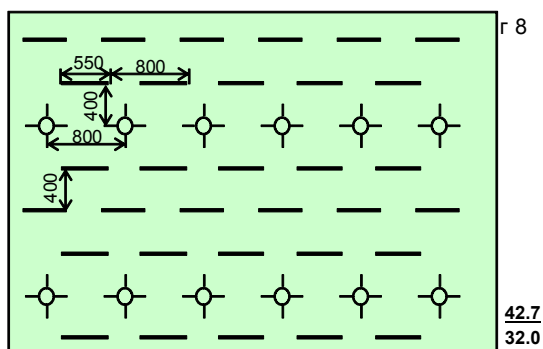
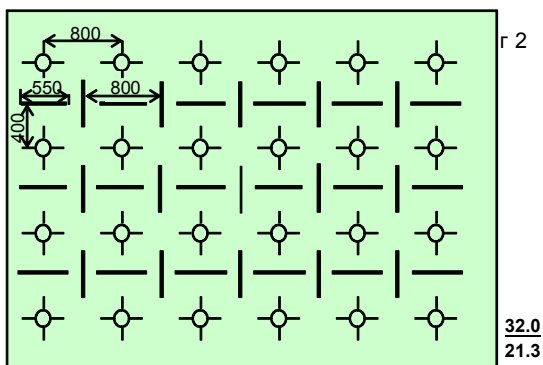
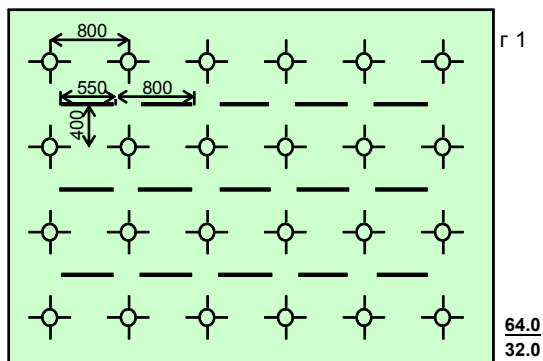
Для проведения следующего этапа ОПР в 1982 году утверждена «Технологическая схема опытно-промышленной эксплуатации ...». С этой целью в северной части М площади выбран опытно-промышленный полигон. Согласно проектному документу на опытном участке предусматривалось бурение 99 (68 – добывающих, 31 – нагнетательных) скважин по площадной девятиточечной системе, сетка – 400х400 м.


Последующими проектными документами рекомендовано продолжить ОПР на севере М площади за счет расширения ранее намеченного опытного участка с применением площадной девятиточечной системы, сетка 400х400 м.


Таким образом, при проведении ОПР применялись следующие системы разработки [1-5]: пятиточечная по сетке 600х600 м, обращенная девятиточечная, одно- и двухрядная по сетке 400х400 м, а также замкнутая система с отдельным отбором нефти и газа.

Технология разработки пластов АС4-8 с применением ГС была предложена для реализации на пластах АС5-8 в «Технологической схеме разработки ...».

К реализации были приняты следующие варианты, зависящие от геологического строения (рисунок 1):



 вертикальная нагнетательная скважина

 горизонтальная добывающая скважина

Плотность сетки скважин, га/скв.

64.0 на 1 добывающую скважину

32.0 на 1 добывающую + нагнетательную скважину

Рисунок 1 – Варианты размещения горизонтальных скважин

- при монолитном строении нефтяной оторочки и наличии в разрезе нефти, контактной с водой, применение варианта Г2 при нефтенасыщенной толщине пласта более 6 метров и варианта Г8 при нефтенасыщенной толщине менее 6 метров;

- при монолитном строении нефтяной оторочки и наличии в разрезе нефти, контактной с газом, или нефти, контактной с газом и водой – применение варианта Г2;

- при монолитном строении нефтяной оторочки и наличии в разрезе нефти неконтактной, а также при расчлененной нефтяной оторочке, применение варианта Г1.

Эксплуатационное бурение объекта начато с момента ввода его в эксплуатацию (1973 год). В период 1973-1977, 1984-1994 годов разбурился опытный участок на М площади с применением наклонно-направленных добывающих скважин, с 1995 года начато бурение горизонтальных добывающих скважин. Основной объем фонда был пробурен в период 1995-2010 годов. В 2011-2013 годах на объекте ведется добуривание проектного фонда.

Для объекта АС₄₋₈ утверждены различные системы разработки: в северной части М площади – площадная девятиточечная с расстоянием между скважинами 400 м, элементы однорядной, двухрядной, замкнутой систем, на остальной части – размещение горизонтальных добывающих скважин и наклонно-направленных нагнетательных скважин по однорядным и площадным системам.

Анализ эффективности реализуемых систем разработки проведен по 5 участкам, выделенным исходя из динамики ввода их в эксплуатацию:

- участок 1 (север М площади) – года ввода 1976-1994 (опытный участок);
- участок 2 (В-М площадь) – года ввода – 1995-1999;
- участок 3 (М площадь) – года ввода – 2000-2004;
- участок 4 (Ф площадь и краевые части М и В-М площадей) – года ввода – 2005-2010;
- участок 5 – года ввода – 2011-2013 и не разбуренная площадь залежи.

Начальные геологические запасы нефти участка 1 составляют 48257 тыс.т (8.2 % в общем объеме запасов объекта). На одну добывавшую скважину приходится 128 тыс.т геологических запасов нефти. К участку приурочены максимальные для объекта: эффективные нефтенасыщенные толщины – средняя 7.8 м, коэффициент нефтенасыщенности – средний – 0.561. Глинистые разделы между газом и нефтью, нефтью и водой по площади не выдержаны. Средняя толщина глинистых перемычек составляет: 2.3 м между нефтью и газом, 1.3 м между нефтью и водой.

Для участка утверждена площадная девятиточечная система разработки с базовой плотностью сетки – 16 га/скв и последующим уплотнением посредством перевода скважин с нижележащих объектов.

Ввод в эксплуатацию добывающих скважин базовой сетки осуществлялся неравномерно: в 1976, 1981, 1993, 1994 годах – единичными скважинами, в 1985, 1986, 1991, 1992 годах – значительными объемами от 32 скважин в 1985 году до 93 скважин в 1991 году. Основной объем скважин базовой сетки введен в эксплуатацию с дебитом нефти до 20 т/сут (253 скважин, 86 % фонда). С обводненностью до 10 % введено в эксплуатацию 104 скважин (35.4 % фонда).

Уплотнение базовой сетки скважин возвратным фондом начато в 1995 году. В основном скважины вводились в эксплуатацию с дебитом нефти до 5 т/сут (51 скважина, 72 % фонда) и обводненностью продукции выше 90 % (40 скважин, 56 % фонда).

Всего на ОПУ перебивало в эксплуатации 377 скважин, в том числе: добывающих наклонно-направленных – 211 (56 % фонда), добывающих возвратных – 69 (18.3 %), горизонтальных – 2 (0.5 %), нагнетательных в отработке – 93 (25 %).

Наклонно-направленные добывающие скважины в среднем отработали 13 лет, накопленная добыча на 1 скважину этого фонда составила 46 тыс.т. Высокую эффективность на этом участке показали горизонтальные скважины: при среднем отработанном времени 15.9 лет накопленная добыча нефти на 1 скважину составила 88.3 тыс.т. Уплотнение сетки возвратным фондом скважин – низкоэффективное геолого-техническое мероприятие: при среднем отработанном времени 5.1 года, накопленная добыча нефти на одну скважину составила 8.3 тыс.т.

По состоянию на 01.01.2014 года накопленная добыча нефти по участку составила 10945 тыс.т, текущий КИН – 0.218, отбор от НИЗ – 94.6 %.

В настоящее время плотность сетки скважин по перебивавшему в эксплуатации фонду на участке составляет 12.2 га/скв. Довыработка запасов нефти на участке будет осуществляться путем ограничения закачки (организации циклического заводнения).

Проектные системы горизонтальных скважин находятся в завершающей стадии реализации.

На участках 2 – 4 реализована система разработки с применением горизонтальных скважин по вариантам Г1 и Г2. Базовые плотности участков по вариантам составляют 21.3 га/скв (вариант Г1), 32 га/скв (вариант Г2). Таким образом, базовая плотность сеток в системе горизонтальных скважин (в зависимости от реализуемых вариантов) реже базовой плотности сетки скважин участка 1 (16 га/скв) в 1.3 и в 2 раза соответственно.

Начальные геологические запасы нефти участков 2 – 5 составляют: участок 2 – 112860 тыс.т (19.1 % в объеме запасов объекта), участок 3 – 167784 тыс.т (28.4 % в общем объеме запасов), участок 4 – 174961 тыс.т (29.6 % в общем объеме запасов), участок 5 – 87499 тыс.т (14.8 % в общем объеме запасов). На одну добывающую скважину участков 2 – 4 приходится

189, 171 и 177.3 тыс.т начальных геологических запасов, что выше начальных геологических запасов, приходящихся на одну добывающую скважину участка 1 в 1.5, 1.3 и 1.4 раза соответственно. Средние эффективные нефтенасыщенные толщины участков 2 – 4 ниже, чем на участке 1 и составляют 6.8, 6.0 и 4.9 м соответственно. Средние коэффициенты нефтенасыщенности незначительно ниже, чем на участке 1 и составляют 0.551, 0.540, 0.534. Глинистые разделы между газом и нефтью, нефтью и водой по площади не выдержаны. Средняя толщина глинистых перемычек по участкам 2 – 4 составляет: между нефтью и газом 2.4, 3.0 и 3.3 м, между нефтью и водой 1.8, 1.9 и 3.8 м.

В наиболее длительной эксплуатации находится участок на севере В-М площади (участок 2). На участке реализована площадная система размещения горизонтальных добывающих скважин с длиной горизонтального участка ствола 550 м и наклонно-направленных нагнетательных скважин, базовая плотность сетки – 21.3 га/скв. Участок разрабатывается с 1995 года.

Накопленная добыча нефти по участку составила 20385.3 тыс.т, текущий КИН – 0.173, отбор от НИЗ – 75.4 %.

С начала разработки на участке перебивало в эксплуатации 597 скважин, в том числе: добывающих горизонтальных – 239 (40 % фонда), нагнетательных с отработкой на нефть – 165 (27.6 %), добывающих возвратных – 131 (22 %), добывающих наклонно-направленных – 45 (7.5 %).

Горизонтальные добывающие скважины в среднем отработали 13.9 года, накопленная добыча на 1 скважину этого фонда составила 68.5 тыс.т, наклонно-направленные скважины при среднем отработанном времени 10.3 года отобрали в среднем 29.7 тыс.т. Уплотнение сетки возвратным фондом скважин начато с 2001 года. В целом это геолого-техническое мероприятие низкоэффективное: при среднем отработанном времени возвратных скважин 5.7 года, накопленная добыча нефти на одну добывающую скважину – 13 тыс.т.

По состоянию на 01.01.2014 на участке эксплуатируются 302 скважины со средним дебитом нефти 4.2 т/сут. Метод довыработки запасов нефти на участке – применение физико- химических методов и скважин с боковыми стволами.

В целом по объекту показатели выработки запасов нефти (запасы категорий ВС₁) (рисунки 2-3):

- накопленная добыча нефти 72278.4 тыс.т;
- текущий КИН – 0.123 при утвержденном – 0.240;
- отбор от НИЗ – 51.5 % при обводненности продукции скважин 97.6 %;
- накопленная добыча нефти на 1 добывающую скважину перебивавшего в эксплуатации фонда всего – 25.7 тыс.т, в том числе: горизонтальную – 45.9 тыс.т.

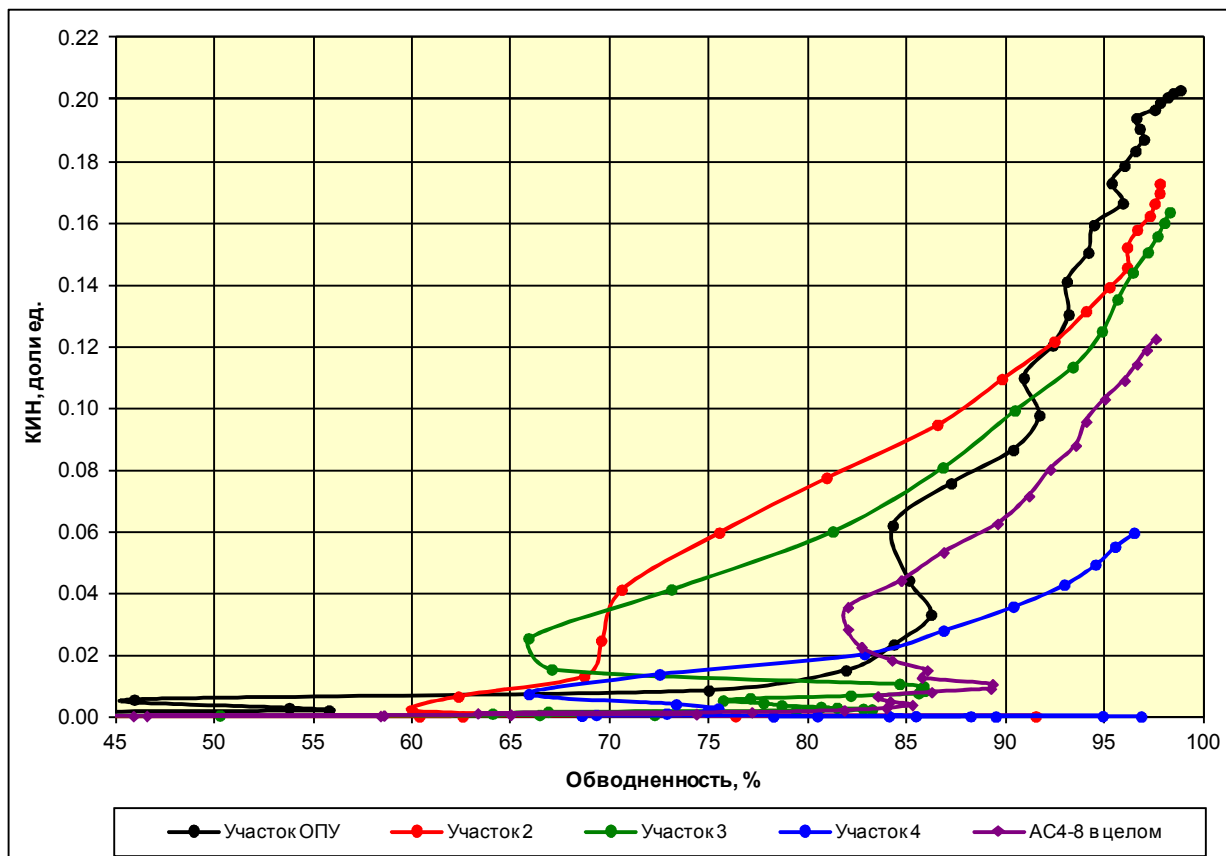


Рисунок 2 - Зависимость КИН от обводненности продукции

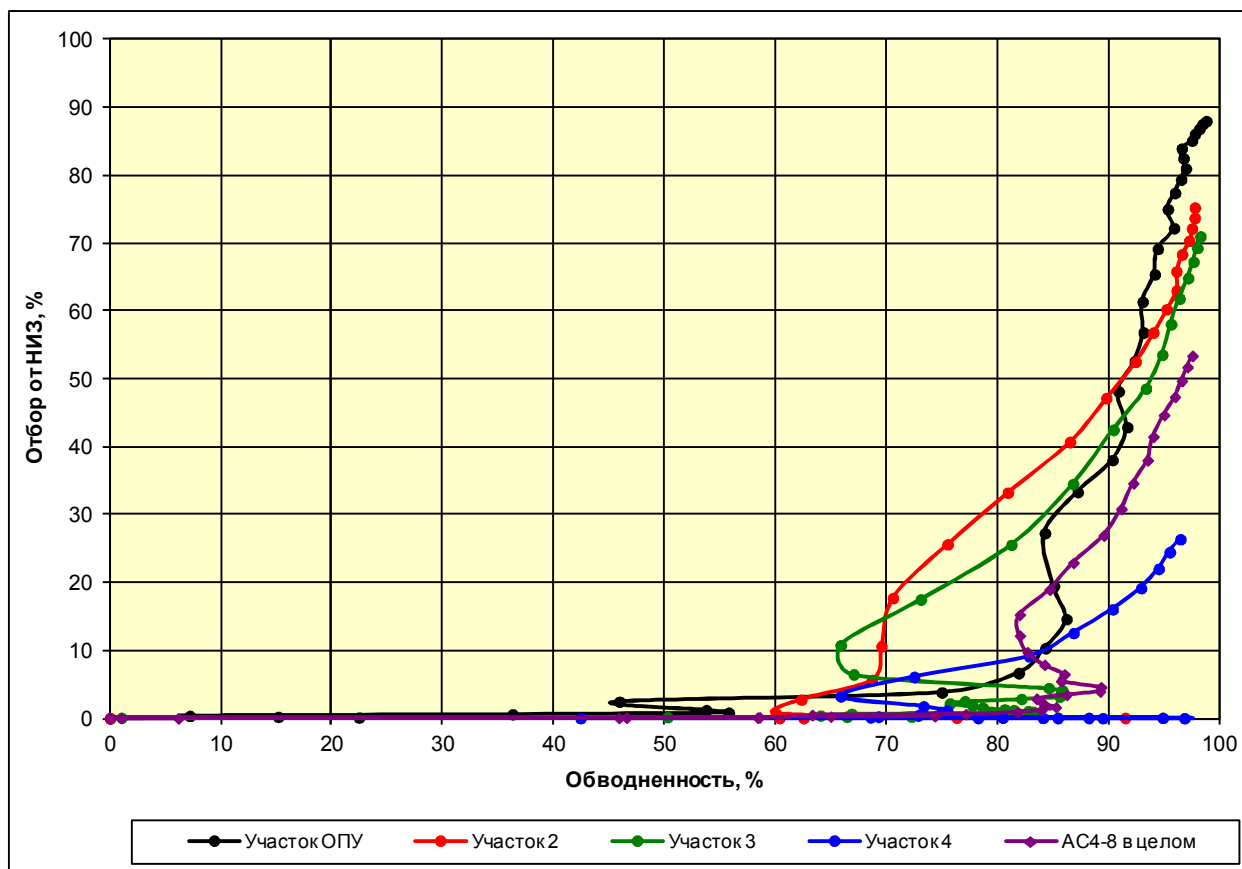


Рисунок 3 - Зависимость отбора от НИЗ от обводненности

Литература.

1. Балин В.П., Мохова Н.А., Синцов И.А., Остапчук Д.А. Учет расчлененности пласта в расчетах коэффициента охвата воздействием // Нефтепромысловое дело. — 2016. — № 1. — С. 14-20.
2. Дорофеев Н.В., Талдыкин С.А., Калугин А.А., Бочкарев А.В. Причины и пути минимизации прорыва газа в добывающие скважины на месторождении им. Ю. Корчагина // Нефтепромысловое дело. — 2014. — № 7. — С. 5-10.
3. Кривова Н.Р., Решетникова Д.С., Федорова К.В., Колесник С.В. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений Западной Сибири системой горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2015. — № 5. — С. 52-57.
4. Синцов И.А., Александров А.А., Ковалев И.А. Сравнение эффективности применения гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин для условий верхнеюрских пластов Нижневартовского свода // Нефтепромысловое дело. — 2014. — № 4. — С. 41-44.
5. Хасанов М.М., Мельчаева О.Ю., Рошкетаяев А.П., Урмаев О.С. Стационарный дебит горизонтальных скважин в рядных системах разработки // Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 1. — С. 48-51.