

СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ РОГОЖНИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рязанцева Екатерина Анатольевна

студент, Тюменский индустриальный университет, РФ, г.Тюмень

Савастыин Михаил Юрьевич

научный руководитель, директор филиала ТИУ в городе Сургуте доцент, канд. техн. наук, кафедры РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет, РФ, г. Тюмень

Status of development of the Rogozhnikovsky field

Ekaterina Ryazantseva

student, Tyumen Industrial University, Russian Federation, Tyumen

Mikhail Savastiin

scientific director, Director of the branch TIU in the city of Surgut associate professor tech. Sciences, Department RENGМ, Tyumen Industrial University, Russia, Tyumen

Аннотация: Основные этапы проектирования разработки месторождения, характеристика текущего состояния разработки месторождения, контроль разработки месторождения.

Abstract: The main stages of the design development of the field, the characteristics of the current state of development of the field, control of field development. **Abstract:** The main stages of the design development of the field, the characteristics of the current state of the development.

Ключевые слова: разработка; месторождение; пласт; скважина; объект.

Keywords: development; field; layer; well; an object.

Рогожниковское нефтяное месторождение открыто в 1988 году, в разработку введено в 2005 году.

Основные принципиальные положения по разработке месторождения на текущий период определены в последнем документе, составленном Тюменским отделением «СургутНИПИнефть» в 2010 году - «Технологическая схема разработки Рогожниковского месторождения» (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 15.07.2010 №4868).

Основные принципиальные положения разработки предусматривают:

1. Выделение шести эксплуатационных объектов: ВК₁, ЮК₀, ЮК₁, ЮК₂₋₅, ТР, РЗ.
2. Применение следующих систем разработки по эксплуатационным объектам:

Объект ВК₁:

- на первом этапе – однорядная, с размещением горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин по сетке 700x700 м (длина горизонтального участка – 400 м);

- на втором этапе – зарезка боковых горизонтальных стволов при КРС (длина горизонтального участка – 200 м).

Объект ЮК₀ – разработка на режиме истощения наклонно-направленными скважинами с проведением массивированного ГРП и горизонтальными скважинами, пробуренными на депрессии.

Объект ЮК₁ – разработка на режиме истощения одной наклонно-направленной скважиной.

Объект ЮК_{2,5}:

- на первом этапе – однорядная, с размещением наклонно-направленных добывающих и нагнетательных скважин по сетке 700x700 м. Применение ГРП на стадии освоения;

- на втором этапе – семиточечная, путем бурения в зонах с более высокими фильтрационно-емкостными свойствами коллектора уплотняющих добывающих наклонно-направленных скважин и переводом добывающих скважин базовой сетки под нагнетание.

Объект ТР:

- на первом этапе – однорядная, с размещением наклонно-направленных добывающих и нагнетательных скважин по сетке 700x700 м. Применение многоэтапного ГРП на стадии освоения;

- на втором этапе – семиточечная, путем бурения в зонах с повышенными нефтенасыщенными толщинами уплотняющих добывающих наклонно-направленных скважин и переводом добывающих скважин базовой сетки под нагнетание;

- совмещение рядов нагнетательных и добывающих скважин объектов ЮК_{2,5} и ТР;

- в зонах совпадения в плане площадей нефтеносности объектов ЮК_{2,5} и ТР углубление забоев проектных скважин объекта ЮК_{2,5} до подошвы объекта ТР и, в случае не получения промышленных дебитов нефти из объекта ЮК_{2,5}, перевод этих скважин на объект ТР.

Объект РЗ – формирование ячейки пятиточечной системы разработки путем бурения четырех наклонно-направленных добывающих и одной нагнетательной скважины с расстоянием между скважинами 500 м. Применение ГРП на стадии освоения.

3.Общий фонд скважин (запасы категорий С1,С2) всего – 2654, в том числе: добывающих – 1511, нагнетательных – 1114, наблюдательных – 13, водозаборных – 16.

4.Фонд скважин для бурения всего – 2363, в том числе: добывающих – 1314, нагнетательных – 1029, наблюдательных – 13, водозаборных – 7.

5.Применение технологии зарезки боковых стволов при капитальном ремонте скважин. Количество боковых стволов для зарезки при КРС – 331 (запасы категорий С1, С2).

По состоянию на 01.01.2017 с начала разработки на Рогожниковском месторождении отобрано: нефти – 14179,5 тыс.т, жидкости – 22985,5 тыс.т, в пласты закачано 11254,8 тыс.м³ воды.

Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ) категории С1 составляет 13,1 % при обводненности – 44,7 %. Текущий КИН – 0,031 при утвержденном ГКЗ Роснедра – 0,238, темп отбора от НИЗ – 3,3 %.

По состоянию на 01.01.2017 месторождение находится на стадии растущей добычи нефти (рис.1). В 2016 году достигнуты максимальные уровни добычи нефти по объектам ВК₁, ЮК₀, ЮК₂₋₅, ТР и по месторождению в целом. Основным эксплуатационным объектом является пласт ТР, к которому приурочено 42,2 % геологических запасов нефти. Доля текущей добычи нефти по объекту ТР составляет 74,3 % от общей по месторождению.

По состоянию на 01.01.2017 в разработке находятся пять эксплуатационных объектов - ВК₁, ЮК₀ (баженовские продуктивные отложения), ЮК₁ (абалакские продуктивные отложения), ЮК₂₋₅ (продуктивные отложения тюменской свиты), ТР. Основной объем добытой с начала разработки нефти обеспечен объектом ТР - 81 % от суммарной добычи по месторождению. Доля накопленной добычи нефти по объекту ВК₁ составляет 17,3 %.

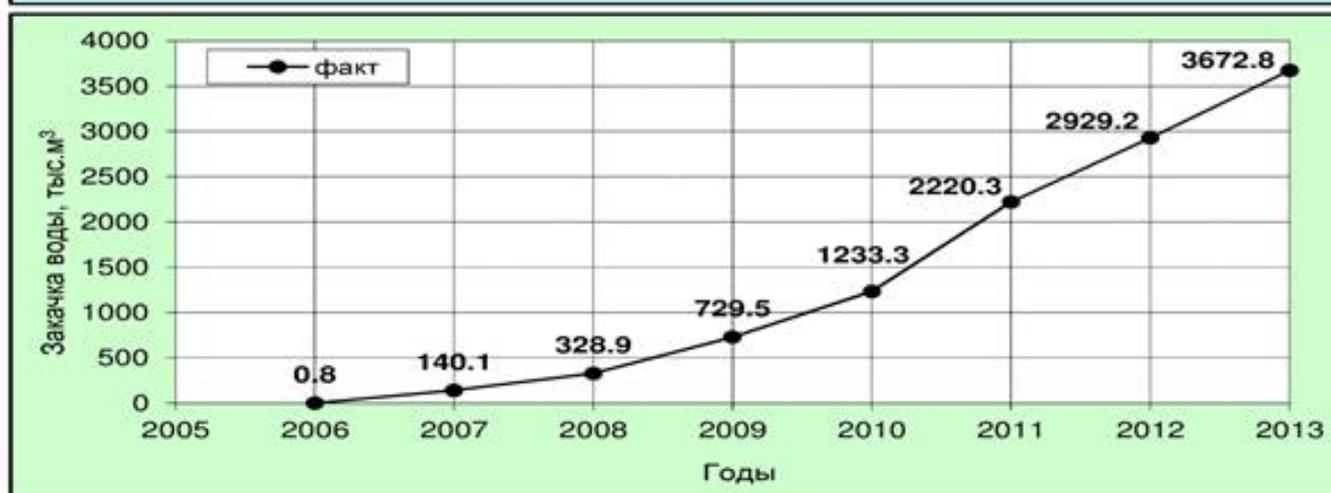
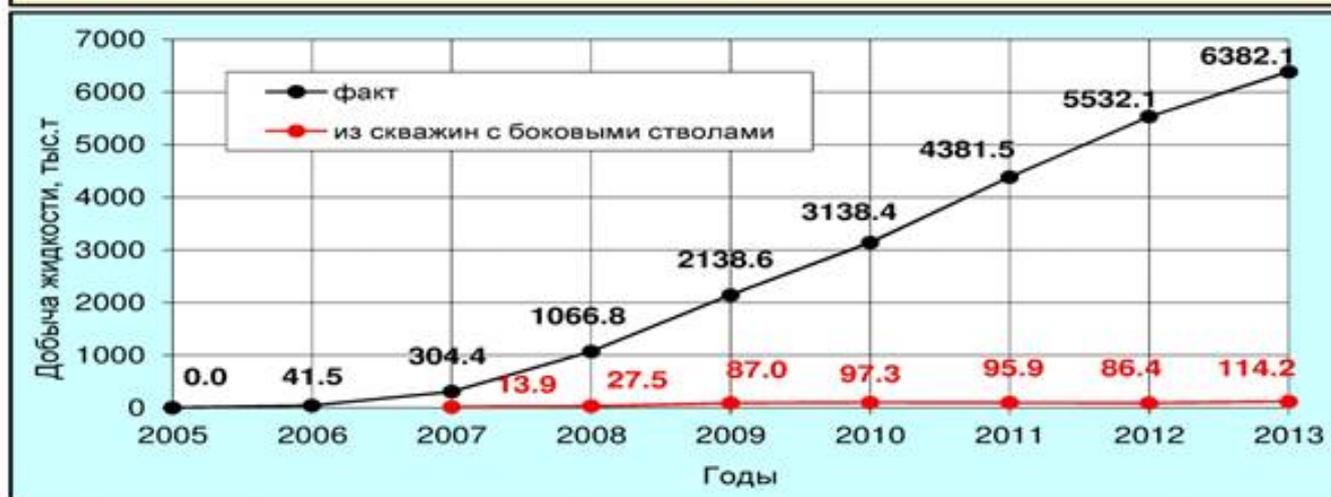
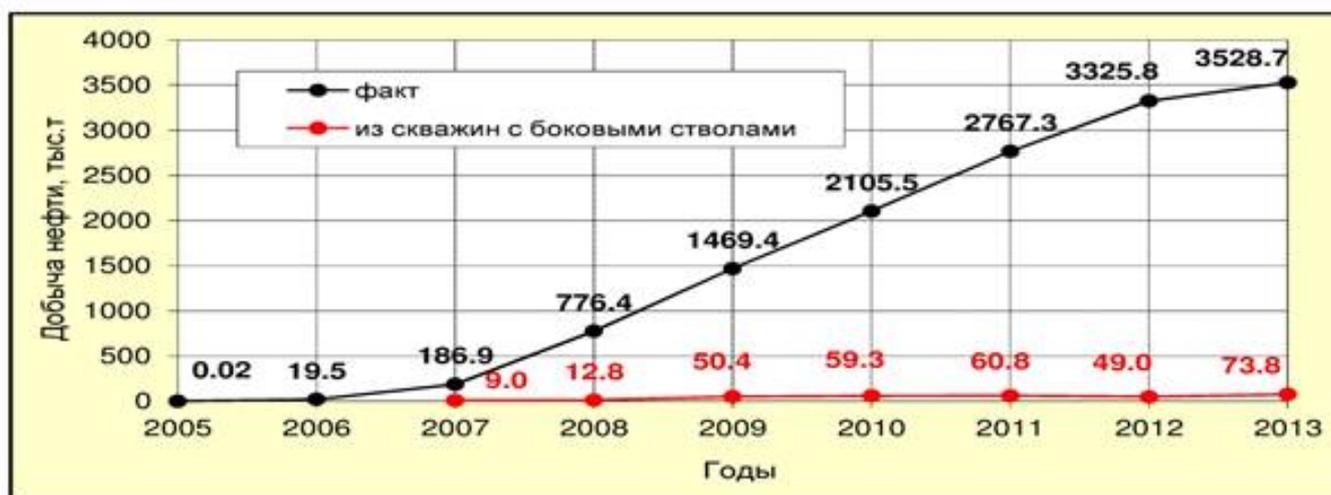


Рисунок 1. Динамика добычи нефти, жидкости и закачки воды

Незначительные объемы нефти добыты по объектам ЮК₀, ЮК₁, ЮК₂₋₅, суммарная доля по ним составляет 1,7 % от всей добычи по месторождению .

Эксплуатационные объекты ВК₁, ЮК₀, ЮК₁, ЮК₂₋₅, ТР, РЗ в плане совпадают, что позволяет использовать низкодебитные скважины, выполнившие свое проектное назначение, на объектах с более высокой плотностью запасов.

В 2016 году скважины эксплуатировались со средним дебитом по нефти 16,9 т/сут, по жидкости - 30,6 т/сут. Средняя обводненность составила 44,7 %.

На 01.01.2017 на месторождении числится 861 скважина, в том числе: добывающих - 717, нагнетательных - 131, водозаборных - 13.

В добывающем фонде числится 717 скважин, в том числе: действующих - 594, бездействующих - 31, в освоении после бурения - 11, пьезометрических - 27, в ожидании ликвидации - 1, ликвидированных - 53.

Способ эксплуатации действующего фонда скважин - механизированный. Доля скважин, оборудованных УЭЦН, составляет 98,6 % (586 скважин), доля скважин, эксплуатирующихся фонтанным способом - 0,7 % (4 скважины), 4 скважины оборудованы УВН, их доля составляет 0,7 %.

В нагнетательном фонде числится 131 скважина, в том числе: под закачкой - 123, бездействующих - 8.

Фактическая приемистость нагнетательных скважин - 101,8 м³/сут.

По состоянию на 01.01.2017 накопленная добыча растворенного (попутного) газа составила 1206,9 млн.м³. Добыча растворенного (попутного) газа в 2016 году составила 248,7 млн.м³.

Контроль разработки месторождения осуществляется с целью:

- оценки эффективности применяемой системы разработки в целом, а также отдельных технологических мероприятий по регулированию выработки запасов нефти;
- оценки эффективности технологий, используемых на отдельных участках залежи;
- получение данных о добывных возможностях месторождения, выявления механизма выработки запасов нефти и установление основных закономерностей взаимосвязи между показаниями глубинных и поверхностных исследований необходимых для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию.

В связи с этим необходимо проводить комплекс исследовательских работ с целью получения исходных данных для уточнения подсчетных параметров, обоснования способов добычи, системы разработки, петрофизических зависимостей, оценки запасов упругой энергии и изучения режима работы залежей.

Для контроля за разработкой месторождения планируется проводить следующие виды исследований:

- определение фильтрационно-емкостных свойств пласта;
- контроль технологических параметров работы скважин;

- изучение физико-химических характеристик пластовых флюидов;
- контроль за энергетическим состоянием залежи;
- определение гидродинамических параметров пласта;
- оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- определение работы пласта (отдающие и принимающие интервалы, интервалы заводнения).

На месторождении решаются следующие задачи по контролю за разработкой:

- определение профиля притока и источника обводнения;
- определение интервалов поглощения закачиваемой воды, технического состояния колонн и затрубного пространства нагнетательных скважин;
- контроль за техническим состоянием добывающих скважин;
- определение текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- контроль энергетического состояния залежи;
- определение гидродинамических параметров пласта;
- контроль технологических параметров работы скважин и физико-химических характеристик пластовых флюидов.

Промысловые исследования по определению дебита скважин и обводненности продукции проводятся еженедельно.

Замеры пластового давления эксплуатационных объектов проводятся в пьезометрических, добывающих и нагнетательных скважинах равномерно расположенных по площади залежей. Периодичность построения карт изобар один раз в полугодие.

Для эксплуатационного объекта ВК₁ предусматривается формирование на объекте более плотной системы разработки за счет зарезки боковых горизонтальных стволов, для объекта ТР - за счет зарезки наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов.

Для всех эксплуатационных объектов планируется проведение гидроразрыва пласта с целью увеличения охвата выработкой толщины пластов.

Для эксплуатационных объектов ВК₁, ТР предусматривается применение технологий обработки призабойных зон пласта для выравнивания профиля приемистости нагнетательных и изоляция промытых интервалов добывающих скважин.

Для эксплуатационного объекта ТР планируется проведение дострелов нескрытых интервалов в добывающих и нагнетательных скважинах с целью увеличения охвата выработкой толщины пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По состоянию на 01.01.2017 месторождение находится на стадии растущей добычи нефти (рис.1). В 2016 году достигнуты максимальные уровни добычи нефти по объектам ВК₁, ЮК₀, ЮК₂₋₅, ТР и по месторождению в целом. Основным эксплуатационным объектом является пласт ТР, к которому приурочено 42,2 % геологических запасов нефти. Доля текущей добычи нефти по объекту ТР составляет 74,3 % от общей по месторождению. Замеры пластового давления эксплуатационных объектов проводятся в пьезометрических, добывающих и нагнетательных скважинах равномерно расположенных по площади залежей. Периодичность построения карт изобар один раз в полугодие.

Для всех эксплуатационных объектов планируется проведение гидроразрыва пласта с целью увеличения охвата выработкой толщины пластов.

Список литературы:

1. «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Рогожниковского месторождения» (протокол Ханты-Мансийской ТКР от 09.08.2002 №341).
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов. - М.: ООО "Недра - Бизнесцентр", 2001. - 543 с: ил.
3. Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин А.Ю., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1989, - 480 с.
4. Андреев А.Е., Кожевников В.В., Лушникова Л.В., Семенов Д.Ф. Справочник инженера по добыче нефти. - Нефтеюганск: ОАО «Нефтеюганская типография», 2007, - 424 с.
5. Бухаленко Е.И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. - М.: Недра, 1990, - 559 с.
6. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. и др. Осложнения в нефтедобыче. Монография - Уфа, 2003, - 302 с.
7. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика [Текст]: учеб. пособие / В. Д. Лысенко - Москва: Недра, 1996.