

**Онищук Юлия Максимовна**

Тюменский государственный университет

Физико-технический институт

Кафедра Механики Многофазных Систем

Студентка магистратуры

[y.m.onishchuk@yandex.ru](mailto:y.m.onishchuk@yandex.ru)

**РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ РАЗНОСКОРОСТНОЙ ВЫРАБОТКИ ПРИ  
МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА  
МНОГОПЛАСТОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**Onischuk Yuliya Maksimovna**

University of Tyumen

Institute of Physics and Technology

Department of Mechanics of Multiphase Systems

Master student

[y.m.onishchuk@yandex.ru](mailto:y.m.onishchuk@yandex.ru)

**SOLVING PROBLEMS OF DIFFERENTIAL PROCESSING AT  
MODELING THE PROCESS OF HYDROCARBON PRODUCTION ON A  
MULTIPLATE DEPOSIT**

**АННОТАЦИЯ:** Большая часть месторождений России являются многопластовыми, и очень часто для этих месторождений стоит проблема разноскоростной выработки: сырье извлекается из наиболее продуктивного горизонта, тогда как в остальных пластах остаются значительные запасы нефти. Технология одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) позволяет решить эту проблему, что подтверждается на гидродинамической модели, а также значительно увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН).

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** горизонт, ОРЗ, гидродинамическая модель, КИН.

**ABSTRACT:** Most of Russia's deposits are multi-layered, and very often for these deposits there is the problem of different-speed production: raw materials are

extracted from the most productive horizon, while in the remaining boards significant oil reserves are remained. The technology of SSI allows to solve this problem, which is confirmed by the hydrodynamic model, but also to increase ORF significantly.

KEY WORDS: horizon, SSI, hydrodynamic model, ORF.

Большинство нефтяных месторождений в России являются многопластовыми. Однако зачастую сырье извлекается из одного, самого продуктивного, базового горизонта, из-за чего значительные объемы нефти, особенно в маломощных пластах, остаются в недрах. В последние годы в связи с ростом цен на углеводороды, истощением разведанных запасов и необходимостью сокращения капитальных затрат все больше внимания уделяется технологиям, дающим возможность увеличивать коэффициент извлечения нефти. К таковым относится и одновременно-раздельная закачка (ОРЗ) воды в скважины, пронизывающие многопластовые залежи и позволяющих вести добычу сырья сразу из нескольких горизонтов.

Согласно традиционной схеме разработки многопластовых месторождений скважинную жидкость сначала извлекают из нижнего пласта, затем переходят к вышележащим. Реализация такой схемы требует весьма длительного времени. Зачастую для каждого «эксплуатационного объекта», то есть продуктивного пласта, должна разбуриваться самостоятельная сетка скважин. Такой подход ведет к увеличению капитальных затрат на обустройство промысла и снижению рентабельности нефтедобычи.

Неравномерной выработке запасов нефти также способствуют высокая неоднородность поля проницаемости и расчлененность нефтенасыщенных коллекторов, а также неравномерный охват заводнением как по площади, так и по разрезу эксплуатационных объектов [1]. А когда мы имеем дело с месторождениями, включающими несколько объектов, то по вышеизложенным причинам ситуация еще более усложняется.

Технология одновременно-раздельной закачки скважин (ОРЗ) позволяет одновременно разрабатывать несколько продуктивных пластов, вскрытых одной скважиной.

### **Технология одновременно-раздельной закачки (ОРЗ)**

ОРЗ – технология, позволяющая производить дифференцированное воздействие на геологически разнородные эксплуатационные объекты и предполагающая использование скважин с многопакерными (многосекционными) компоновками [2].

Системы ОРЭ и ОРЗ появились достаточно давно, но по-настоящему востребованными оказались только теперь [3].

Отличительная особенность такой технологии – это поочередный спуск секций и проверка герметичности пакера для каждой последующей секции, соответствующей интервалу, на который необходимо создавать дифференцированную репрессию. Такая компоновка позволит предупредить перетоки как между выбранными интервалами – пластами через пакер в момент закачки (при различных репрессиях для разных интервалов), так и через колонну труб в момент остановки, несмотря даже на существенное различие в пластовых давлениях, а также гарантировать надежное извлечение многопакерной установки из скважины для проверки или ремонта.

Данная технология позволяет исследовать отдельно каждый из выделенных интервалов и устанавливать для них оптимальное значение репрессии с учетом существующих ограничений.

Для реализации технологии используется скважинная установка, состоящая из колонны труб с несколькими пакерами, количество которых совпадает с количеством секций, причем каждая секция включает, по меньшей мере, одну скважинную камеру с клапаном, регулирующим поток. При этом один или несколько пакеров сверху оснащены разъединителем колонны труб без или с термокомпенсатором, или отдельным телескопическим соединением [4] для раздельного спуска и извлечения каждой секции из скважины, а также снятия напряжения колонны труб.

При использовании данной технологии можно контролировать закачку воды в каждый объект и оптимально регулировать процессы разработки – дифференцированно воздействовать на отдельные пласты за счет оперативного изменения режимов работы каждого из пластов в широком диапазоне, что в конечном итоге позволит увеличить коэффициент нефтеотдачи.

### **Сводная геолого-геофизическая характеристика месторождения и текущее состояние разработки**

Продуктивными на месторождении являются карбонатные пласты верейского горизонта и пласты башкирского яруса [5].

Было принято решение объединить пласты в один объект разработки – башкирско-верейский, так как все продуктивные пласты имеют единый тип коллектора, содержат нефти близкие по физико-химическим свойствам и составу; нефти продуктивных отложений среднего карбона относятся к маловязким. Несмотря на то, что залежи являются не равноценными по запасам, низкая плотность запасов башкирских отложений не позволяет выделить маломощные продуктивные пласты в качестве самостоятельного объекта разработки.

К моменту исследования на месторождении выбрана обращенная девятиточечная система размещения скважин с расстоянием между скважинами 500 м.

Анализ выработки запасов методом обобщенных характеристик вытеснения показал, что запасы нефти башкирско-верейского объекта вырабатываются с невысокой степенью эффективности. Согласно выполненным расчетам, пролонгация сложившейся системы разработки не обеспечивает достижение утвержденной величины КИН. Энергетическое состояние пластов, слагающих верейский и башкирский этажи нефтеносности, свидетельствует о различной степени воздействия системы ППД в условиях совместного вскрытия пластов в нагнетательных скважинах.

Верейские пласты выдержаны по площади, имеют достаточно хорошие фильтрационно-емкостные свойства и характеризуются высокой

продуктивностью, что так же подтверждается проводимыми геофизическими исследованиями по добывающему фонду скважин. Это обстоятельство в значительной степени обуславливает тот характер продвижения фронта воды, который складывается на объекте.

Сопоставляя значения гидропроводности продуктивных пластов, а так же анализируя результаты исследований нагнетательного фонда (определение профилей приемистости в скважинах), можно сделать вывод о том, что дальнейшее применение совместной закачки приводит к разноскоростной выработке отложений башкирского и верейского возрастов. Обводнение продукции скважин происходит, таким образом, за счёт пластов верейского возраста, тогда как пласты башкирского яруса остаются не в полной мере охваченными выработкой.

Для равномерной выработки запасов по всем продуктивным пластам в добывающих скважинах необходимо проводить работу по выравниванию профиля приемистости. Использование оборудования для одно временно-раздельной закачки вытесняющего агента позволит выровнять фронт вытеснения и способствует рациональной выработке запасов пластов с различной проницаемостью.

### **Создание фильтрационной модели для решения проблемы**

В качестве математического обеспечения для создания гидродинамической модели использовался сертифицированный программный комплекс компании ROXAR.

Учитывая низкое газосодержание нефти залежей месторождения, а так же тот факт, что пластовое давление в процессе разработки не снижалось ниже давления насыщения, для создания гидродинамической модели мной принята двухфазная модель нелетучей нефти (BLACK OIL MODEL).

По состоянию на 01.01.2017 г.

В моделях Black Oil углеводородная система представлена двумя компонентами: товарной нефтью (stock tank oil) и газом сепарации. Газосодержание  $R_s$  остается постоянным и определяет растворимость газа в нефтяной фазе [7].

За основу фильтрационной модели была принята существующая геологическая модель, выполненная специалистами геологического моделирования в соответствии со сложившимися представлениями о геологическом строении пластов месторождения.

Учитывая небольшие мощности пластов, процедура ремасштабирования фильтрационной модели не проводилась. Расстояние от внешнего контура нефтеносности пласта до границ модели обеспечивает условия для корректного моделирования водонапорного горизонта.

Расчетная сетка и поля фильтрационных параметров гидродинамической модели месторождения получены с использованием программного комплекса IRAP RMS.

Созданная гидродинамическая модель месторождения обеспечивает приемлемый уровень сходимости расчётных и фактических показателей разработки и может служить основой для обоснования проектных решений.

### **Сравнение вариантов разработки**

Было предложено два варианта разработки, отличающиеся технологическими решениями и, как следствие, экономическими показателями эффективности вариантов разработки.

При их формировании преследовалась цель обеспечения максимального КИН.

При их формировании преследовалась цель обеспечения максимального КИН.

Первый вариант является базовым, унаследует проектные решения предыдущего проектного документа. Предполагается доработка неразбуренной площади с использованием обращенной девятиточечной схемы.

Согласно расчетам, реализация базового варианта не позволяет достичь утвержденной нефтеотдачи по причине значительной неоднородности объекта. Поэтому во втором варианте предлагается перевести все нагнетательные скважины в систему ОРЗ. Применение технологии ОРЗ в данном случае является

разумным решением, поскольку дает возможность вовлечь в работу весь разрез, что в конечном итоге с позиции увеличения охвата позволяет достичь величины утвержденной нефтеотдачи.

Таким образом, реализация варианта 2 обеспечивает не только технологические преимущества по сравнению с вариантом 1, но и наибольшие денежные поступления.

### Библиография

1. Аржиловский А. В. Научные аспекты совместной разработки пластов и технологий ОРЭ (ОРЗ): дисс. ... канд. тех. наук: 25.00.17 / Аржиловский Андрей Владимирович. – Ин-т проблем трансп. энергоресурсов. Уфа. 2012. 151 с.

2. Максutow Р.А., Доброскок Б.Е., Зайцев Ю.В. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений / Р. А. Максutow, Б. Е. Доброскок, Ю. В. Зайцев // М.: «Недра». - 1974. – 231 с.

3. Ивановский В.И. ОРЭ и интеллектуализация скважин: вчера, сегодня, завтра / И. В. Ивановский // Журнал «Территория нефтегаз». - март 2010, №5. - С.31.

4. Патент РФ №2194152. Скважинная установка для регулирования и отсекания потока среды / Шарифов М. З., Леонов В. А. и др. опублик. 10.12.2002.

5. Савельев В.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики / В.А. Савельев // М.: Институт компьютерных исследований – 2003. – 288 с.

6. РД 153-39.0-109-01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. - М.: Минтопэнерго России, 2002. – 81 с.

7. Гладков Е..А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: Учебное пособие / Е.А. Гладков // ТПУ. – Томск. - 2012. – 84 с.