



УДК 622.276

**ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ
КАК ПУТЬ РАЦИОНАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ
ИЗ ВЕРХНЕТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН**

**OPTIMIZATION OF THE RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM
AS A WAY OF RATIONALLY PRODUCING OIL RESERVES
FROM THE UPPER TIER SEDIMENTS TATARSTAN'S FIELDS**

Хазиев Радмир Римович

научный сотрудник лаборатории
геологического и экологического моделирования,
Институт проблем экологии
и недропользования АН РТ
radmir361@mail.ru

Хайрtdинов Руслан Камилевич

заместитель генерального директора,
главный геолог,
ЗАО «Предприятие Кара-Алтын»

Арефьев Юрий Михайлович

старший научный сотрудник лаборатории
геологического и экологического моделирования,
Институт проблем экологии
и недропользования АН РТ

Анисимова Лилия Закувановна

научный сотрудник лаборатории
геологического и экологического моделирования,
Институт проблем экологии
и недропользования АН РТ

Аннотация. Геолого-геофизическая изученность большинства месторождений Волго-Уральской НГП характеризуется высокой степенью; соответственно дальнейшее приоритетное направление геолого-разведочных работ (ГРП) – применение вторичных и третичных методов увеличения нефтеотдачи и оптимизация показателей разработки. Большая часть месторождений на территории Волго-Урала находятся на поздней стадии разработки, и это обстоятельство требует внедрения системы поддержания пластового давления (ППД). На одном из месторождений Республики Татарстан (РТ) были проанализированы показатели работы добывающего и нагнетательного фонда скважин. В ходе работы установлено, что закачка воды в пласт на Северном поднятии ведется с опережением добычи жидкости на 500–800 м³, что в последствии оказало влияние на работу добывающих скважин, а именно рост обводненности продукции. Учитывая полученные данные, авторами предложены рекомендации по оптимизации разработки фонда нагнетательных скважин – ограничение закачки воды в пласт или перевод фонда ППД на циклическую закачку.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, карбонатный коллектор, поддержание пластового давления, турнейский ярус, анализ разработки месторождения.

Khaziev Radmir Rimovich

laboratory researcher
geological and environmental modeling,
Institute of Ecology
and subsoil use of the RT NA,
radmir361@mail.ru

Khairtdinov Ruslan Kamilevich

Deputy CEO, Chief geologist,
CJSC Kara-Altyn Enterprise

Arefiev Yuri Mikhailovich

Senior research fellow at the lab of
geological and environmental modeling,
Institute of Ecology
and subsoil use of the RT NA

Anisimova Lily Zakuvanovna

laboratory researcher
geological and environmental modeling,
Institute of Ecology
and subsoil use of the RT NA

Annotation. The geological and geophysical study of the majority of the fields in the Volga-Urals oil and gas field is characterized by a high degree; accordingly, further priority for the geological exploration department is the application of secondary and tertiary methods of oil recovery enhancement and optimization of development indicators. The most part of the Volga-Ural area is at a late stage of development, and this fact requires the introduction of a reservoir pressure maintenance system (RPM). At one of the fields in the Republic of Tatarstan (RT), the performance of production and injection wells was analyzed. In the course of the work it was established that water injection into the formation at the Northern elevation is carried out ahead of liquid production by 500–800 m³, which subsequently influenced the operation of producing wells, namely the growth of water cut of products. Taking into account the obtained data, the authors proposed recommendations on optimization of the development of the injection well stock – limitation of water injection into the formation or conversion of the RPM stock to cyclic injection.

Keywords: oil field, carbonate reservoir, reservoir pressure maintenance, Turneyskiy stage, field development analysis.



В настоящее время большинство нефтяных месторождений Волго-Уральской НГП находятся на поздней и завершающей стадии разработки, что в свою очередь требует применения вторичных методов увеличения нефтеотдачи – закачка воды в продуктивный пласт с целью поддержания пластового давления и компенсации отбора жидкости [2]. Однако, высокие темпы закачки воды в пласт чреваты осложнением: резкий рост обводненности продукции путем образования промытых каналов и «языков заводнения» [1].

В настоящей работе была поставлена цель: проанализировать работу добывающих и нагнетательных скважин в турнейских отложениях месторождения нефти на территории РТ и предложить рекомендации по оптимизации работы нагнетательного фонда скважин (по согласованию с недропользователем название месторождения не разглашается; нумерация скважин и название локального поднятия – условные).

На изучаемом месторождении система ППД внедрена на «Северном» поднятии, где закачка воды в продуктивный горизонт ведется тремя нагнетательными скважинами: 1-1; 1-2; 1-3 (рис.1).

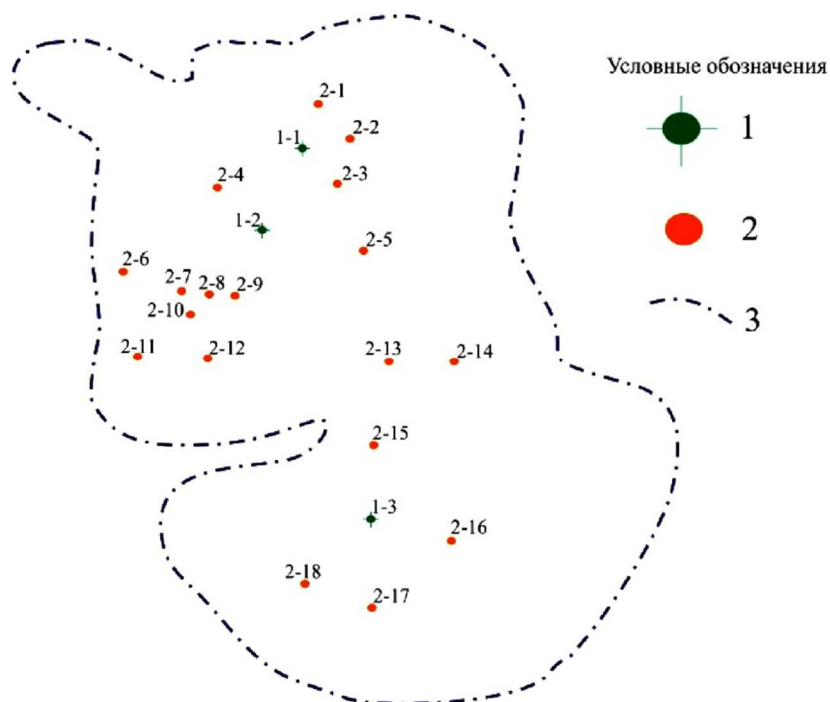


Рисунок 1 – Схематичный контур Северного поднятия с расположением добывающих и нагнетательных скважин: 1 – нагнетательные скважины; 2 – добывающие скважины; 3 – контур поднятия

На рисунке 2 показаны темпы закачки и отбора жидкости добывающими скважинами за 2016–2017 гг. Как видно из рисунка, на данном участке отбор жидкости добывающими скважинами полностью компенсируется закачкой воды в пласт для поддержания пластового давления. Следует добавить, что закачка воды в пласт в 2016–2017 гг. идет с опережением добычи жидкости на 500–800 м³.

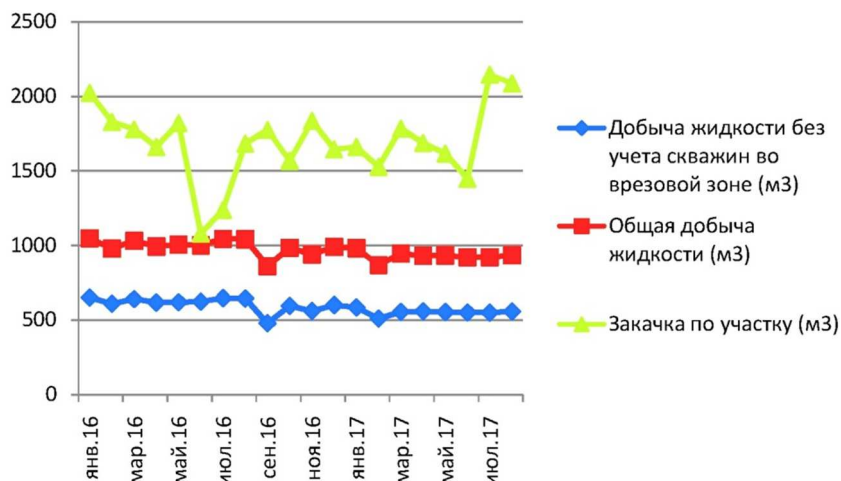


Рисунок 2 – График месячной добычи жидкости и закачки воды в пределах Северного поднятия



Условно участок разработки Северного поднятия делится на 2 района: 1) район влияния нагнетательных скважин 1-1 и 1-2; 2) район влияния скважины 1-3 (рис. 1). Ниже в таблице 1 представлены данные месячной закачки воды в пласт по скважинам.

Таблица 1 – Данные по закачке воды в пласт нагнетательными скважинами за 2016-2017 гг.

Скважина	Закачка (м³/мес)
1-1	400
1-2	400
1-3	1200

По данным эксплуатационных карточек, основные показатели работы добывающих скважин на исследуемом месторождении (обводненность, добыча нефти и жидкости, динамический уровень) в районе нагнетательных скважин 1-1 и 1-2 за 2016–2017 гг. остаются постоянными, без резких изменений.

Однако, в районе влияния скважины 1-3 (с самыми высокими темпами месячной закачки воды в пласт) отмечается рост обводненности на 7–10 % в скважинах 2-17 и 2-18 в III квартале 2016 г.

На рисунке 3 показан фрагмент карты разработки турнейского яруса на Северном куполе по которому видно что идет формирование «языков заводнения» в сторону этих скважин.

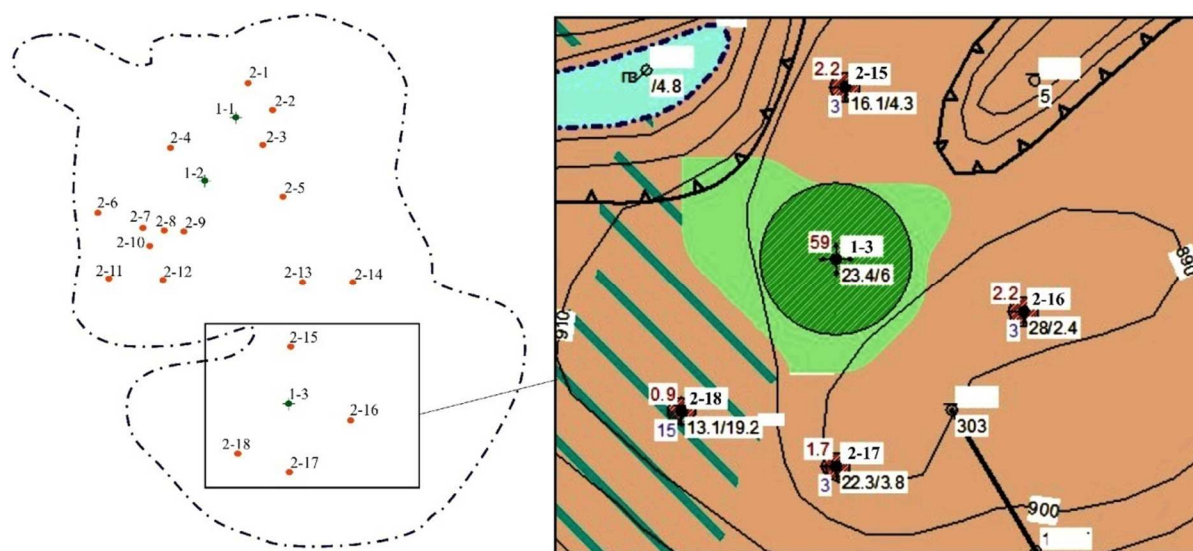


Рисунок 3 – Фрагмент карты разработки Северного купола (на январь 2017 г.)

В связи с вышесказанным, авторы рекомендуют рассмотреть 2 варианта оптимизации разработки данного участка:

- 1) перевести систему ППД Северного поднятия на циклическую закачку с целью уровнять темпы отбора жидкости с закачкой воды в пласт и снизить темпы роста обводнения;
- 2) провести гидродинамические (по возможности трассерные) исследования скважины 1-3 с целью установить её воздействие на добывающие скважины 2-15, 2-16, 2-17, 2-18, и, в дальнейшем, уровнять темпы закачки с темпами отбора жидкости из добывающих скважин. По результатам исследований провести установку устьевых штуцеров на скважине 1-3 с целью ограничения закачки.

Литература:

1. Иванов М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология : учебное пособие для вузов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 414 с.
2. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее : учебное пособие. – Казань : Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.

References:

1. Ivanova M.M., Cholovsky I.P., Bragin Y.I. Oil and gas field geology : textbook for universities. – М. : LLC «Subsoil-Business Center», 2000. – 414 p.
2. Muslimov R.Kh. Oil production: past, present, future : textbook. – Kazan : «Fen» of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2014. – 750 p.