УДК 622.276

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ НА УПРУГО-ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

♦♦♦♦♦

ANALYSIS OF PERMIAN-CARBONIFEROUS RESERVOIR DEVELOPMENT UNDER A WATER-DRIVE OPERATING REGIME AT A FIELD IN THE TIMAN-PECHORA PROVINCE

Степанов Р.И.
аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа,
Сибирский федеральный университет
rusya.stepanov.2017@bk.ru

Аннотация. Многие месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется падением показателей разработки, снижением технического состояния призабойной зоны, ростом обводненности добываемой продукции, и общей тенденцией к ухудшению основных технологических параметров, таких как дебит и коэффициент продуктивности. В представленной работе проведен анализ разработки, на примере месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, которое находится на последней стадии разработки.

Ключевые слова: Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, дебит, коэффициент продуктивности, обводненность, газовый фактор, дебит.

Stepanov R.I.
Postgraduate Student
of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields,
Institute of Oil and Gas,
Siberian Federal University
rusya.stepanov.2017@bk.ru

Annotation. Many fields in the Timan-Pechora oil and gas province are in a late stage of development, characterized by declining production indicators, deteriorating wellbore zone conditions, increasing water cut, and a general trend toward deterioration of key process parameters such as flow rate and productivity index. This paper analyzes the development of a field in the Timan-Pechora oil and gas province, which is in the final stage of development.

Keywords: Timan-Pechora oil and gas province, flow rate, productivity coefficient, water cut, gas factor, flow rate.

Усинское месторождение расположено в пределах республики Коми, в 30 км к северу от г. Усинска. Продуктивные пласты месторождения представлены отложениями фундамента и осадочного чехла, представленные палеозойскими, мезозойскими и четвертичными отложениями [1]. Коллектор в основном карбонатного преобладаемого типа, с наличием трещин, каверн и поровой составляющей. Основная нефтегазоносность связана с палеозойскими отложениями. В тектоническом отношении, оно принадлежит к одноименной антиклинальной структуре [2].

Анализируя текущее состояние разработки, можно сделать вывод о том, что месторождение находится на третьей стадии разработки. Месторождение введено в разработку в 1977 году. В целом фонд скважин представлен 943 скважинами, из которых 177 эксплуатируются при помощи электроцентробежных насосов, 78 скважин эксплуатируются применением штанговых насосов и 688 скважин эксплуатируются применением винтовых насосов, в бездействующем фонде находятся около 190 скважин, в пьезометрическом фонде находятся около 9 скважин [3–4]. Основными технологиями интенсификации притока и поддержания добычи являются тепловые методы. Скважины характеризуются низкими величинами дебита добываемой продукции, коэффициентов продуктивности и приемистости скважин. Фонд как добывающий, так и нагнетательный, характеризуется ростом обводненности, что можно классифицировать как высокообводненный, со средней величиной обводненности около 50 %, половина действующего фонда характеризуется обводненностью более 80 %. Средние показатели разработки приведены в таблице 1

Таблица 1 – Показатели разработки Пермо-карбоновой залежи

Параметр	Значение
Добыча нефти, тыс. тонн	1605,7
Дебит скважин, $м^3$/сут	15,8
Обводненность, %	80
Коэффициент нефтеизвлечения, д. ед	0.167
Коэффициент продуктивности, $м^3$/сут/МПа	50
Темп отбора, %	1,79
Добыча жидкости, тыс. тонн	9514,0
Приемистость, $м^3$/сут	120,9

Технологии поддержания добычи нефти и газа

Поскольку исследуемое месторождение находится на поздней стадии разработки, то для поддержания высоких уровней добычи нефти и газа в столь сложных геологических условиях, требуется активное применение геолого-технических мероприятий. В условиях Усинского месторождения имеются зоны с низкими величинами гидродинамической системы пласт-скважина, что обусловлено низкими величинами проницаемости. Для этого применяются тепловые методы воздействия на продуктивный пласт. К таковым относятся внутрипластовое горение, парогравитационное и пароциклическое воздействие. Они являются универсальными технологиями повышения нефтеотдачи месторождений, приуроченных как к вязким, так и сверхвязким нефтям. Это позволяет добиваться максимально высоких показателей разработки месторождения, что ведет к повышению коэффициента продуктивности добывающего фонда скважин и коэффициента приемистости нагнетательного фонда.

Таким образом установлено, что для увеличения дебита малодебитных скважин, требуется применение тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Они позволяют восстанавливать добычу УВ и добиваться высоких показателей разработки.

Литература

1. Повышение эффективности разработки пермокарбоновой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения Республики Коми // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 36–42.
2. Чешкова Т.В. Состав серо- и кислородсодержащих структурных фрагментов макромолекул смол нефти Усинского месторождения // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 2. – С. 18–21.
3. Тараскин Е.Н. Реализация адаптивного геологического моделирования для сопровождения разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 36–41.
4. Тараскин Е.Н. Гибридный вариант геолого-технологического моделирования крупных объектов на примере пермокарбоновой залежи Усинского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 3. – С. 51–57.

References

1. Improving the efficiency of development of the Permian-Carboniferous deposit of extra-viscous oil of the Usinskoye field in the Komi Republic // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2019. – № 6. – P. 36–42.
2. Cheshkova T.V. Composition of sulfur- and oxygen-containing structural fragments of resin macromolecules of oil of the Usinskoye field // Oil and Gas Technologies. – 2015. – № 2. – P. 18–21.
3. Taraskin E.N. Implementation of adaptive geological modeling to support the development of the Permian-Carboniferous deposit of the Usinskoye field // Oil Industry. – 2018. – № 10. – P. 36–41.
4. Taraskin E.N. Hybrid version of geological and technological modeling of large objects on the example of the Permian-Carboniferous deposit of the Usinskoye field // Oilfield Engineering. – 2016. – № 3. – P. 51–57.