

**К ПРОБЛЕМЕ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ
ТУРНЕЙСКО-ФАМЕНСКОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО
ОБЪЕКТА, УНЬВИНСКОГО ПОДНЯТИЯ УНЬВИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ
ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ
В УСЛОВИЯХ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО
ТРЕЩИННО-ПОРОВОГО КОЛЛЕКТОРА**

О. Ю. Савельев (аспирант кафедры ГНГ)
Научный руководитель – **А. С. Флаас**, профессор кафедры ГНГ

На примере пласта Т-Фм Уньвинского поднятия рассмотрена проблема неравномерной выработки запасов нефти, связанной со сложным емкостным строением коллектора.

Совершенствование технологий повышения эффективности разработки нефтяных залежей, направленных на увеличение дебитов скважин и снижение обводненности добываемой продукции, является одним из постоянно развивающихся направлений технического прогресса в нефтяной промышленности.

Несмотря на широкое проведение опытно-промышленных работ по испытанию и изысканию новых технологий увеличения нефтеизвлечения в карбонатных коллекторах за счет создания новых систем заводнения, поиска оптимальной плотности сетки скважин и др., проблема повышения эффективности разработки запасов нефти в таких коллекторах остается по-прежнему актуальной. Более того, с учетом устойчивой тенденции к ухудшению структуры запасов нефти в Российской Федерации, ее актуальность возрастает, и, следовательно, растет необходимость вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов даже с низкими дебитами скважин, в том числе и запасы нефти трещинно-поровых коллекторов.

Основной целью данной работы является теоретическо-аналитическое обоснование применения периодического заводнения в условиях трещинно-порового коллектора пласта Т+Фм Уньвинского поднятия Уньвинского месторождения с целью модернизации системы разработки.

Уньвинское месторождение в административно-хозяйственном отношении расположено в Усольском районе Пермского края, в 125–140 км севернее г. Перми.

В тектоническом отношении Уньвинская структура находится в приосевой зоне южной части Соликамской депрессии Предуральяского краевого прогиба, на Уньвинском выступе кристаллического фундамента и является структурой облекания двух рифовых массивов островного типа (Уньвинского и Палашерского).

Размеры залежи пласта Т-Фм Уньвинского поднятия составляют 6,0×5,0 км, амплитуда залежи 83 м. ВНК принят в интервале абсолютных отметок – 2013–2018 м. Тип залежи – массивно-пластовый. Общая толщина пласта Т-Фм в пределах Уньвинского поднятия в среднем составляет 60 метров.

Пласт сложен карбонатными породами-известняками от светло-серых до темно-серых, с маломощными прослоями глинистых известняков, пористыми, нефтенасыщенными, кавернозными и трещиноватыми.

Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта Т-Фм по площади залежи изменяются от 0,6 до 18,8 м. Наибольшие по величине нефтенасыщенные толщины (13,0–18,8 м) отмечаются в западной части залежи, в пределах ее свода и склона. В восточной выполаживающейся части залежи нефтенасыщенная толщина пласта уменьшается и меняется по величине от 0,6 до 10 м. Пласт состоит из 1–20 проницаемых прослоев толщиной от 0,4 до 5,7 м, коэффициент расчлененности равен 9,35. Толщина плотных разделяющих прослоев меняется от 0,4 до 30 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,19.

Средние значения основных емкостно-фильтрационных свойств и параметров, характеризующих неоднородность пласта-коллектора, сведены в табл. 1.

Пласт Т+Фм характеризуется сложным геологическим строением, которое обусловлено развитием неоднородного низкопористого карбонатного коллектора, представленного трещинно-поровым, трещинно-каверновым типами.

Трещины обладают незначительной емкостью, около 1–2 %. Следует отметить их высокую, в сравнении с матричной, проницаемость (0,310 мкм²). Порово-кавернозная матрица характеризуется большей емкостью, но при этом низкой проницаемостью (среднее значение – 0,034 мкм²).

Другим осложняющим фактором является наличие динамической связи между величиной пластового давления и проницаемостью трещинной составляющей коллектора.

Согласно данным, приведенным в работе [3], и результатам исследований методом трассирующих индикаторов [2] системы трещин обладают двумя основными направлениями: с юго-запада на северо-восток и с юга-востока на северо-запад.

Таблица 1

Средние значения основных емкостно-фильтрационных свойств и параметров

Поднятие	Средняя нефтенас. толщина, м	Коеф. пористости, %	Коеф. песчан., д. ед.	Коеф. рас-член.	Коеф. нефтенас., д. ед.	Коеф. прониц. (расчетный), мкм ²	Гидропроводность, м ³ 10 ⁻¹² /мПа·с	Пьезо-проводность, 10 ⁻⁴ м ² /с
Уньвинское	6,8	10,0	0,19	9,35	0,870	0,034	9,7	934

До 1985 г. залежь эксплуатировалась на естественном режиме. С 1985 г. на поднятии начинает реализовываться система ППД освоением под нагнетание скв. № 36.

Максимальная добыча нефти была достигнута в 1989 г. и составила 288 тыс. т при темпе отбора от начальных извлекаемых запасов 6,6 %. Вместе с тем значительно увеличился процент воды в добываемой продукции. Так, если в 1987 г. среднегодовая обводненность составляла всего 3,4 %, то в 1988 г. она возросла до 23,3 % .

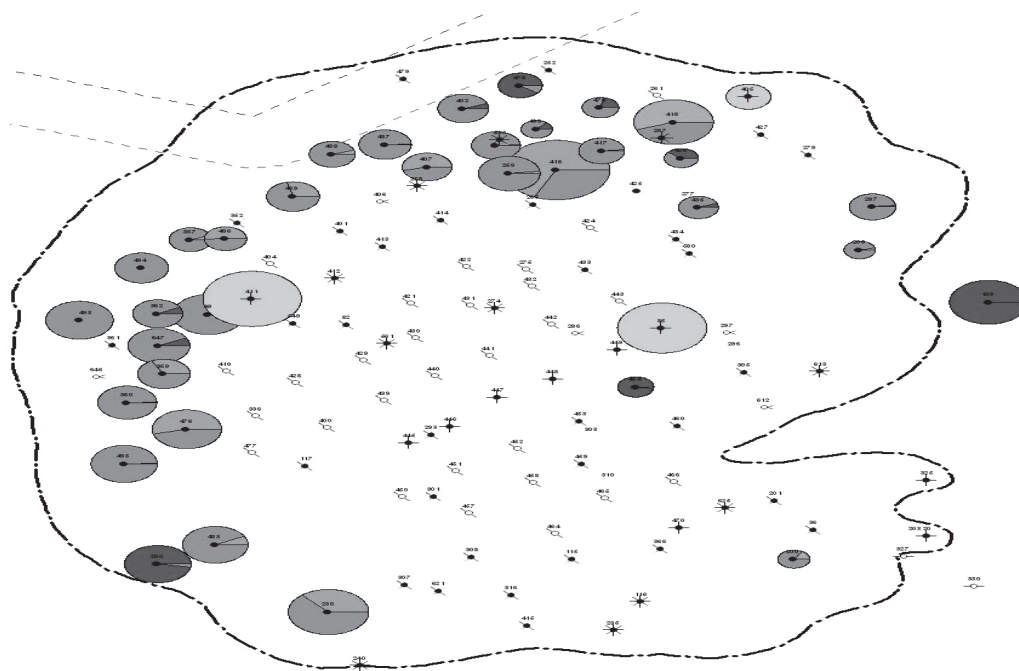


Рис. 1. Карта текущей эксплуатации

Следует отметить, что в период с 1990 г. по 1994 г., с ростом объемов закачиваемой воды с 701 тыс. м³ до 1531 тыс. м³, обводненность продукции возросла с 30 до 77 %. Это происходило на фоне снижения добычи нефти с 283 тыс. т до 175 тыс. т.

Столь неблагоприятная динамика обводнения привела к резкому сокращению фонда добывающих скважин (скважины выводились из работы при обводненности 97–98 %).

Как видно из рис. 1, залежь по состоянию выработки запасов подразделяется на две зоны.

Первая из них охватывает юго-восточный и центральный участки, где добыча нефти практически прекращена

в связи с полным обводнением большинства добывающих скважин вследствие значительных объемов закачки. Эту зону можно назвать условно выработанной.

Вторая подковообразная зона охватывает западную, северную и северо-восточную части залежи и является зоной текущей разработки.

Резкое обводнение значительной части добывающих скважин объясняется наличием в разрезе трещин, которые являлись каналами, по которым происходили прорывы воды. Таким образом, системы трещин на большей части поднятия были заполнены нагнетаемой водой, а запасы, приходящие на порово-кавернозную матрицу, были выработаны не в полной мере.

Для подтверждения данного утверждения была проведена дифференциация на запасы трещин и на запасы, приходящиеся на порово-кавернозную матрицу. Результаты расчетов сведены в табл. 2.

Проведенный ориентировочный подсчет показал, что на долю трещин приходится не более 8 % от геологических запасов нефти и 27 % от накопленной добычи нефти на поднятии. И так как они обладают значительной подвижностью, то должны вырабатываться в первую очередь.

Текущий КИН в зоне условно выработанных запасов составляет 0,253, утвержденный 0,36. С целью продолжения разработки данной зоны предлагается внедрение периодического заводнения. Метод основан на циклическом изменении условий воздействия на неоднородные пласты, при котором в пластах создается нестационарное распределение пластового давления, и возникает неустановившееся движение жидкостей и газа. В неоднородных пластах между участками с различными свойствами возникают градиенты гидродинамических давлений, за счет которых могут происходить перетоки жидкостей из малопроницаемых зон в высокопроницаемые.

Таблица 2

Наименование	Запасы, тыс. т.	Процентное соотношение, %
Геологические запасы нефти (утв. в ГКЗ)	12078	100
Запасы нефти в трещинах	967	8,0
Запасы нефти в порово-кавернозной матрице	11111	92,0
Накопленная добыча нефти	3489	28,9

Проанализировав опыт применения в общем, стоит отметить, что применение данной технологии позволяет снизить обводненность добываемой продукции и увеличить КИН на 1–3 %.

Для условий пласта Т+Фм Уньвинского месторождения были рассчитаны полуциклы отборов/закачки, начальные дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин.

Длительность полуциклов нагнетания определяется по следующим формулам:

$$t_{\min} = \frac{l^2}{2 \cdot \chi};$$

$$t_{\max} = \frac{l}{v_{\text{пр}} \cdot \Delta P},$$

где t_{\min} – минимальная длительность полуцикла нагнетания;

t_{\max} – максимальная длительность полуцикла нагнетания;

l – расстояние между нагнетательным и добывающими рядами;

χ – пьезопроводность пласта;

$v_{\text{пр}}$ – приведенная скорость движения фронта закачиваемой жидкости;

ΔP – репрессия на пласт.

Значения параметров сведены в табл. 3.

Минимальная длительность полуцикла нагнетания определяется временем прихода волны давления. Скорость распространения давления в пласте зависит от его пьезопроводности. Значение пьезопроводности определяется по результатам гидродинамических исследований. Так как не во всех предлагаемых скважинах проведены ГДИ, значение пьезопроводности принимается усредненно по данному участку пласта.

Максимальная длительность определяется через приведенную скорость движения фронта нагнетаемой воды, т.е. это то время, через которое закачиваемая вода преодолет расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин. Приведенная скорость движения фронта закачиваемой воды определялась в работе [2]. Репрессия на пласт – разность между давлениями на линии нагнетания и отбора. Так как в течение полуцикла нагнетания добывающие скважины отключены, давление на линии отбора принимается равным пластовому.

Начальная длительность полуцикла нагнетания – 3 суток. Для увеличения зоны охвата гидродинамическим воздействием в дальнейшем необходимо увеличивать длительность периода.

Наибольший эффект достигается при работе нагнетательных и добывающих скважинах в противофазе, что связано с наложенным воздействием нагнетательных и добывающих скважин, за счет чего упругие силы проявляются намного ярче.

Таблица 3

l , м	χ , см ² /с		t_{\min} , сут
400	6870		3
l , м	$v_{\text{пр}}$, м/ч МПа	ΔP , МПа	t_{\max} , сут
400	0,01	24	70

Приемистость определялась следующим образом: объем закачиваемой воды должен быть достаточен для создания значительной репрессии на пласт. Первоначальную приемистость определяем как среднюю приемистость перед остановкой – 300–350 м³/сут.

Для достижения эффекта от внедрения технологии охват разреза заводнением должен быть максимален. Поэтому перед пуском скважин в работу необходимо провести работы по выравниванию профиля приемистости.

Необходимо отметить, что объем закачки должен быть скорректирован по результатам исследований нагнетательных скважин после проведения работ.

Длительность полуцикла отбора определяется по следующей формуле:

$$t_o = \frac{Q_B \cdot t_3}{Q_H},$$

где t_o – длительность полуцикла отбора;

t_3 – длительность полуцикла закачки;

Q_B – суточная приемистость нагнетательных скважин;

Q_H – суммарный дебит добывающих скважин.

$$t_o = \frac{690 \cdot 3}{282} = 7,4 \text{ сут.}$$

Начальные дебиты жидкости определяются как среднегодовые дебиты по скважинам до остановки (30–60 м³/сут.). Процент воды закладывается с учетом опыта применения предлагаемой технологии на других месторождениях (в среднем прогнозная обводненность составила 70 %).

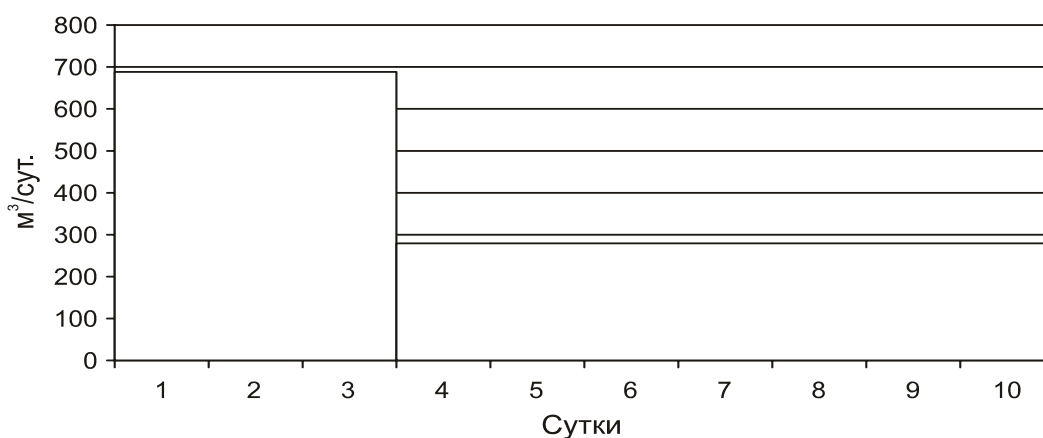


Рис. 2. Полный цикл периодического заводнения

На диаграмме (рис. 2) представлен полный цикл периодического заводнения. Как видно из приведенной диаграммы, длительность полуцикла нагнетания в два раза меньше, чем полуцикл отбора. За счет кратковременной, но значительной по объему закачки создается эффект гидроудара. При этом в системе трещин давление возрастает быстрее, чем в пористых блоках, так как проницаемость трещинного пространства во много раз больше проницаемости порового. При отключении нагнетательных и пуске добывающих скважин давление в пласте выравнивается, что способствует перетоку жидкости из матрицы в трещины.

Список литературы

1. Викторин В. Д. Геолого-промысловая модель объемной сетки трещин (МОСТ) карбонатных и терригенных коллекторов трещинно-порового типа / 3 авт. // Проблемы геологии и разработки сложнопостроенных коллекторов трещинно-порового типа: сборник науч. трудов; ООО «ПермьНИПИнефть». – Пермь, 2003.

2. Осуществление контроля за продвижением закачиваемой воды методом трассирующего индикатора на тульско-бобриковской и турнейско-фаменской залежах Уньвинского месторождения в районе нагнетательной скважины № 117: отчет / Г. А. Звягин; ЕНИ при ПГУ. – Пермь, 2003.

3. Проект создания геолого-промысловой модели объемной сетки трещин (МОСТ) турнейско-фаменских карбонатных отложений Уньвинского нефтяного месторождения с целью разрежения сетки пробуренных и проектных скважин при сохранении уровней отбора нефти и снижения себестоимости ее добычи / В. Д. Викторин [и др.]; ООО «Нефтегазсервис». – Пермь, 1998.

Получено 05.12.06.