

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ПЛАСТОВОГО ТИПА

Эрматов Навруз Хушмуродович

(проф.КИЭИ)

Тел:+998908774247 rozisher@mail.ru

Аннотация. Многолетний опыт применения показывает, что заводнение, как отдельный метод разработки, при благоприятных физико-геологических условиях позволяет достичь коэффициента извлечения нефти до 0,65-0,7. Однако при заводнении месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (высокая вязкость нефти, малая проницаемость и большая неоднородность пластов), коэффициенты извлечения нефти уменьшаются до 0,3-0,35 при увеличивающейся кратности промывки с 0,8-1 до 5-7, а при вязкости нефти более 25-30 мПа·с часто заводнение становится малоэффективным.

Основная часть. Проблема объективности оценки эффективности заводнения нефтяного месторождения на всех стадиях разработки представляет собой актуальную задачу. Способы решения проблемы могут быть различными [1, 4, 5, 6].

Первый способ – это использование достаточно адекватных реальным условиям геологических моделей продуктивных пластов и сложных гидродинамических моделей, описывающих механизм процесса фильтрации пластовых и закачиваемых в пласт рабочих флюидов [7, 8, 9, 10].

Очевидно, что этот способ характеризуется высокой степенью теоретического обоснования механизма нефтеизвлечения и исключает ошибку за счет человеческого фактора, вследствие применения программных, вычислительных комплексов. Этот путь, с одной стороны очень трудоемкий, а с другой не всегда имеется достоверная информация о свойствах продуктивных пластов. Для устранения отличий между расчетными и фактическими данными

инициируется процедура адаптации созданных моделей, предусматривающая внесение определенных коррективов в отдельные исходные параметры, заложенные в модели [3, 10]. Кроме того, процедура адаптации созданных геолого-гидродинамических моделей, как известно, в некоторой степени представляет собой решение обратной задачи гидродинамики, когда по фактическим данным эксплуатации залежей корректируются исходные данные (толщины, относительные фазовые проницаемости, площадная неоднородность и др.) для достижения приемлемого соответствия реальных и фактических показателей разработки эксплуатационного объекта. Примером решения обратной задачи гидродинамики являются гидродинамические исследования скважин и пластов, когда по фактическим данным эксплуатации (дебит, забойное и пластовое давление, нефтенасыщенная толщина) определяются фильтрационные свойства продуктивных пластов (гидропроводность, проницаемость, наличие границ и расстояние до них, тип фильтрации и др.) [10, 11].

Другое направление связано с использованием эмпирических методов - характеристик вытеснения, описывающих историю эксплуатации эксплуатационных объектов [12, 13, 14, 15]. Это направление по трудоемкости является существенно проще первого и в современных условиях, с точки зрения возможностей средств вычислительной техники, доступно уже на инженерном уровне. Под характеристикой вытеснения понимается аналитическая зависимость между основными технологическими показателями и коэффициентом полезного действия системы разработки - нефтеотдачей продуктивного пласта.

К настоящему времени известно около 100 характеристик вытеснения, предложенных разными авторами. Причем характерным является прослеживание региональности предложенных зависимостей: одни хорошо работают в одном регионе, другие, наоборот, в другом. Это указывает так же на то, что характеристика вытеснения является интегральной зависимостью

нефтеотдачи пластов от большого количества исходных данных, часть из которых может не только не учитываться в процедуре технологических расчетов, но может быть вообще до сих пор не выявленного наукой о разработке нефтяных месторождений. Особенно это касается сложно построенных карбонатных коллекторов [13, 15].

Третий способ заключается в оценке только потенциальной нефтеотдачи залежей при определенном режиме дренирования с помощью уравнения регрессии, получаемого в соответствии с теорией планирования эксперимента по пассивному варианту. Получено несколько таких уравнений (моделей) в том числе во ВНИИ, в Гипровостокнефти и других организациях [8, 13].

Характеристики вытеснения применяются как для оценки технологических эффектов от реализации отдельных технологических процессов (заводнение, применение процессов воздействия на пласт химическими реагентами и разными вытесняющими агентами, осуществление ГТМ по повышению производительности скважин и т.д.), так и для прогноза показателей разработки [9, 15, 16].

Оценка технологического эффекта от заводнения на основе показателей только определенной стадии или этапа эксплуатации, а также какого-либо параметра разработки (пластового давления, дебита скважин, обводненности продукции скважин и др.) может привести к ошибочным выводам. Применение каждого метода по совершенствованию системы разработки нацелена на увеличение конечного коэффициента извлечения нефти. Поэтому нами, для оценки эффективности заводнения, была использована величина увеличения (прироста) конечного коэффициента извлечения нефти, определяемая как разница КИН достигаемая при естественном режиме разработки залежи и с применением заводнения:

$$\Delta\eta = \eta_3 - \eta_{бз}, \quad (1)$$

где $\Delta\eta$ - увеличение (прирост) КИН от применения заводнения; η_3 - КИН, достигаемый с применением заводнения; η_{63} - КИН, достигаемый без применения заводнения на естественном режиме.

Необходимо отметить, что данный коэффициент является комплексным показателем, характеризующим свойства коллекторов и пластовых флюидов, систему разработки и экономические критерии, т.к. на объектах разработки заводнение было осуществлено после значительного периода разработки залежей на естественном режиме - упругий с последующим переходом в режим растворенного газа, с начала по характеристикам вытеснения нефти водой были определены извлекаемые запасы нефти для периодов разработки до и после применения заводнения.

Для определения извлекаемых запасов нефти выделенных периодов разработки залежи нефти использована характеристика вытеснения, предложенная Камбаровым Г.С. [12], т.к. этот метод является наиболее предпочтительным с точки зрения обеспечения точности расчетов (до 2,6%) [13].

Основная расчетная зависимость определения извлекаемых запасов нефти по этому методу имеет вид:

$$Q_H \cdot Q_{Ж} = c + dQ_{Ж} \quad (2)$$

где Q_H и $Q_{Ж}$ - накопленные отборы нефти и жидкости; c, d - коэффициенты, определяемые из графиков или методом наименьших квадратов.

По характеристикам вытеснения нефти водой определялись запасы нефти ($Q_{изв}(\infty)$), которые можно извлечь из залежи при $Q_{Ж} \rightarrow \infty$ и при условии сохранения реализованной системы разработки залежи. Значение коэффициента "с" в формуле (2) соответствует величине извлекаемых запасов нефти при бесконечной промывке пласта.

В соответствии с методическим руководством по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр на характеристиках вытеснения нефти водой, построенных по объектам исследования выделялись заключительные прямолинейные отрезки для определения начальных извлекаемых запасов нефти

для выделенных периодов разработки залежей нефти. В качестве примера на рис.1 приведена характеристика вытеснения нефти водой для залежи нефти пласта месторождения Андижан.

Коэффициенты извлечения нефти для условий разработки залежей нефти определены по следующим формулам:

$$\eta_3 = Q_3/Q_6; \quad (3)$$

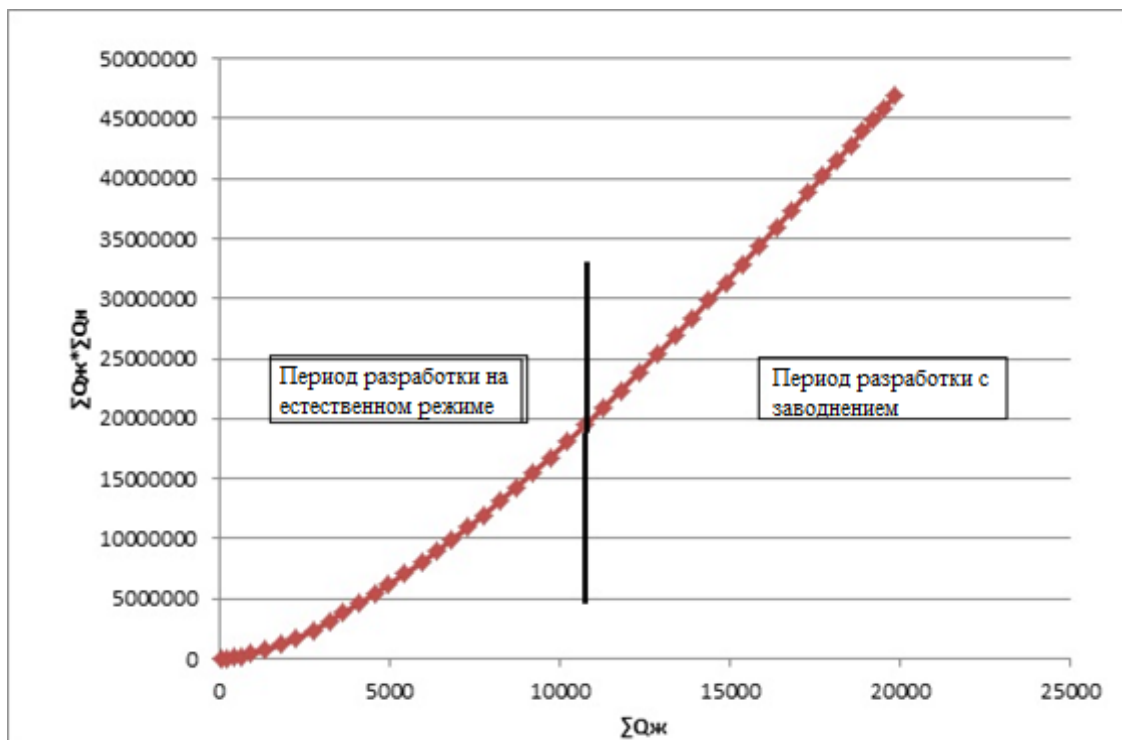


Рис.1. Характеристика вытеснения нефти водой I пласта месторождения Андижан

$$\eta_{63} = Q_{63}/Q_6, \quad (4)$$

где Q_3 и Q_{63} – извлекаемые запасы нефти для условий разработки залежей с и без заводнения, определенные по характеристикам вытеснения нефти водой; Q_6 – балансовые запасы нефти.

Необходимо отметить, что и зарубежом для оценки эффективности заводнения используется практически аналогичный методический подход – оценка эффективности процесса по конечному результату [17].

При этом, с учетом фактора неоднородности пласта, расчетное значение величины КИН за счет заводнения (η_3) определяется из выражения

$$\eta_3 = \eta_{об}(1 - v_2)/\mu, \quad (5)$$

где $\eta_{об}$ - общий КИН промытой части залежи в долях первоначального объема нефти в пласте;

μ - коэффициент подвижности.

$$\eta_{об} = (v_{нач} - v_{ост})/v_{нач}, \quad (6)$$

$v_{нач}$ и $v_{ост}$ - первоначальная и остаточная нефтенасыщенность;

Для сопоставления эффективности систем разработки с применением заводнения на объектах, эксплуатируемых на естественном режиме были построены характеристики вытеснения по залежам нефти ККС и VII пластов (смотрите рис.2) и определены величины начальных извлекаемых запасов и коэффициента извлечения нефти.

Необходимо отметить то, что выделенные на характеристиках вытеснения прямолинейные участки, как для участков до заводнения, так и после него свидетельствуют о высокой зависимости $Q_H \cdot Q_{ж}$ от $Q_{ж}$, с коэффициентами корреляции 0,9865-0,9992 для периода эксплуатации на естественном режиме и 0,9494-0,9998 для периода с заводнением.

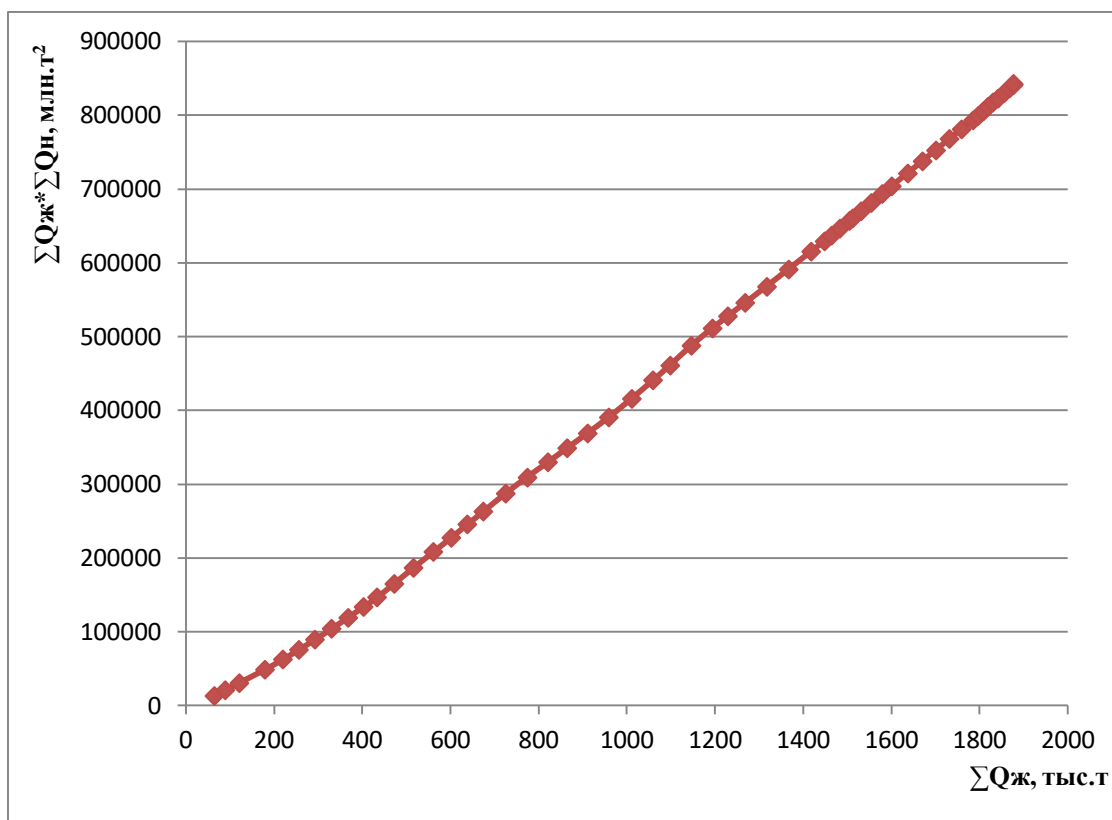


Рис.2. Характеристика вытеснения нефти водой VII пласта месторождения
Андижан

Анализ и сопоставление результатов расчета показывают, что:

- при разработке залежей нефти ККС, I, III и V пластов на естественном режиме ни по одному из них не был бы достигнут КИН, утвержденный при подсчете запасов. Более высокая величина КИН с достижением её проектного значения по залежи нефти VII пласта объясняется относительно однородным строением продуктивного пласта;

- от применения заводнения достигнуты различные величины увеличения КИН, наибольшая в залежи нефти I пласта – 22,95%, наименьшая в залежи нефти III пласта – 4,65%.

- по сравнению с объектами, разрабатываемыми на естественном режиме на залежах нефти, эксплуатируемых с заводнением, достигнуты более высокие значения КИН.

Литература

1. Ирматов Э.К. Заводнение продуктивных отложений – направления и особенности реализации // Обзор актуальных проблем нефтегазовой отрасли. – Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтегаз», 2011. – Вып. №17. – 18 с.
2. Крейг Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. Перевод с англ. – М.: Недра, 1974. – 315 с.
3. Методы повышения нефтеотдачи пластов / Свыщев М.Ф., Вашуркин А.И., Пятков М.И. и др. // Нефтяное хозяйство. – М.: 1979. – №10. – С.29-31.
4. Методы извлечения остаточной нефти / Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. и др. – М.: Недра, 1991. – 347 с.
5. Maxmudov N.N., Ermatov N.Kh., Agzamov A.Kh., Turdiyev Sh. Peculiarities of Water Supply of Gas Wells in Massive Type Oil Reservoirs // Energy and Environment Research. – Canada: 2019. – №1. – Pp.18-22.
6. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
7. Гамидов Г.А., Бабаев М.В. Новый подход к оценке эффективности заводнения месторождений высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. – М.: 2004. – №1. – С.21-26.
8. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2004. – 520 с.
9. Муслимов Р.Х., Меркулова Л.И., Гинзбург А.А. Оценка эффективности методов воздействия на обводняющиеся нефтяные пласты // Нефтяное хозяйство. – М.: 1984. – №12. – С.25-31.
10. Постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения углеводородов. Требования к оформлению. Порядок создания и утверждения. Руководящий документ РН39.0-105:2012. – Ташкент: НКК «Узбекнефтегаз», 2012. – 80 с.

11. Эрматов Н.Х., Мустафаев А.С., Мухаммадиев Х.М., Жураев Э.И. Результаты гидродинамических исследований скважин, добывающих высоковязкие нефти // Инновацион технологиялар. –Карши: 2020. –№3. –С.14-17.
12. Камбаров Г.С., Алмамедов Д.Г., Махмудова Т.Ю. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения // Азарбајджанское нефтяное хозяйство. –Баку: 1974. –№3. –С.22-23.
13. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. –М.: ВНИИ, 1986. –253 с.
14. Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей // Изв. вузов «Нефть и газ». –Баку: 1972. –№10. –С.41-46.
15. Хамзин Р.Г., Фазанов Р.Т. Оценка эффективности разработки эксплуатационных объектов на поздней стадии методами характеристик вытеснения // Интервал. –М.: 2002. –№9 (44). –С.7-11.
16. Махмудов Н.Н., Каршиев А.Х., Эрматов Н.Х., Турдиев Ш.Ш. Результаты сопоставления эффективности различных методов увеличения темпа отбора жидкости, на поздней стадии разработки залежей с высоковязкими нефтями // Узбекский журнал нефти и газа. –Ташкент: 2019. –№1. –С.24-29.
17. Дайк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. –Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая механика», 2008. –668 с.