

УДК 622.276.6

ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ ВЫБОРА И ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

© 2012 А.Ю. Мегалов¹, Е.Н. Иванов¹, Ю.М. Кононов¹, А.Т. Росляк²¹ ОАО «ТомскНИПИнефть»² Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Поступила в редакцию 03.05.2012

В работе рассматриваются проблемы проектирования методов увеличения нефтеотдачи и пути их решения. Проведен анализ и рассмотрены модификации существующих методов оценки эффекта методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Предложена альтернативная методика оценки эффекта посредством поскважинного анализа по кривым падения добычи с применением дополнительных критериев отбора реагирующих скважин. Представлен авторский программный комплекс «Матрица применимости МУН» аналитической оценки геолого-физической информации для корректного выбора методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Ключевые слова: *методы увеличения нефтеотдачи, оценка эффективности, характеристики вытеснения, моделирование*

Долговременная не востребованность в России современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) наряду со значительным ухудшением структуры извлекаемых запасов и низкой эффективностью их разработки традиционными методами привели к падению средней проектной нефтеотдачи в стране и, особенно, в Западной Сибири [1]. Стабилизировать добычу действительно возможно за счет возрождения программы масштабного внедрения МУН, однако возобновление программы внедрения МУН связано с множеством проблем, которые нужно исследовать и решать. В работе [2] говорится о необходимости проведения полного анализа эффективности внедрения МУН на залежах для корректировки стратегии и тактики выполнения работ по восполнению ресурсной базы; а также об отсутствии методов и программ подбора МУН для конкретных геологических условий объекта. Стоит отметить, что не во всех регионах стратегия внедрения МУН вообще существует. Мероприятия по увеличению нефтеотдачи проводятся точечно и бессистемно, в том числе из-за отсутствия отработанной схемы проектирования и ее элементов. В данной работе рассматриваются пути решения проблем по этапам проектирования МУН, а именно по оценке эффекта

проведенных мероприятий и выбору наиболее эффективных современных МУН. Для решения первой проблемы оценки эффекта МУН предложены методические рекомендации для получения достоверных и воспроизводимых результатов. Для решения проблемы выбора оптимальных технологий для конкретных геолого-физических условий пласта разработан новый программный комплекс «Матрица применимости МУН». Рассмотрим данные задачи более детально.

Проблема оценки эффекта МУН. За последние 70 лет было предложено множество методов, большинство из которых представляют грубый подход к оценке, который не учитывает многих факторов. Для корректной оценки эффекта МУН следует помнить о таких критериях эффективности как:

- дополнительный приток нефти за счет увеличения коэффициента извлечения, т.е. вовлечения в разработку ранее недренируемых запасов;
- дополнительный приток нефти за счет интенсификации добычи жидкости;
- уменьшение обводненности продукции;
- уменьшение добычи жидкости (в определенных случаях) [3].

Обычно расчет дополнительной добычи проводится для группы скважин. Выбирается стабильный интервал работы, на основании которого определяется наиболее подходящая функция (кривая падения добычи), по которой динамика добычи экстраполируется на дату анализа. По разнице вычисленной и фактической кривой добычи находят объем дополнительно добытой нефти. Для расчета дополнительного прироста используют «отправную точку» или базовый план по добыче, относительно которого

Мегалов Антон Юрьевич, младший научный сотрудник. E-mail: MegalovAY@nipineft.tomsk.ru

Иванов Евгений Николаевич, младший научный сотрудник. E-mail: IvanovEN@nipineft.tomsk.ru

Кононов Юрий Михайлович, научный сотрудник. E-mail: KononovYM@nipineft.tomsk.ru

Росляк Александр Тихонович, доктор технических наук, профессор кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений. E-mail: RoslyakAT@ignd.tpu.ru

ведется расчет. При разработке месторождения с применением термических методов или закачки газа базовым считается режим истощения. В остальных случаях базовым считается режим заводнения. Также определяют скважины, на которых наблюдается эффект от МУН, поскольку последние чаще всего носят площадной характер воздействия. При выборе скважин обычно рассматривают скважины первого и второго окружения, хотя на месторождениях с высокой обводненностью реагирующими могут быть также скважины третьего и четвертого окружения. В качестве инструментов выбора реагирующих скважин используют карты текущих и накопленных отборов, карты мощности коллектора, результаты трассерных исследований и результаты проведения прошлых МУН [4].

После выбора реагирующих скважин следует определить базовый интервал. На основании существующей методики базовый интервал выбирается исходя из следующих предпочтений:

- установившийся режим работы;
- длительность базового периода должна составлять не менее 3-4 месяцев и до 24 месяцев, т.е. совпадать со средней продолжительностью эффекта МУН;
- вычисленная функция экстраполяции должна быть нечувствительна к длине базового интервала;
- продолжительность экстраполированного интервала должна быть сопоставима с продолжительностью базового.

Выбор характеристики вытеснения проводится из набора интегральных и дифференциальных уравнений. Наиболее часто используемые характеристики приведены в табл. 1. Величины a и b в приведенных уравнениях представляют собой коэффициенты, определяемые посредством статистической обработки данных по динамике работы скважины. Для обоснованной оценки эффекта от МУН рекомендуется проводить оценку по 5-6 характеристикам с выбором 2-3 из них, которые дают наиболее совпадающие результаты.

Таблица 1. Характеристики вытеснения

| Характеристика вытеснения | Уравнение |
|---------------------------|--|
| Сазонов Б.В. | $Q_H = a + b \cdot \ln Q_{ж}$ |
| Камбаров Г.С. | $Q_H = a - b \cdot Q_{ж}^{-1}$ |
| Пирвердян А.М. | $Q_H = a - b \cdot Q_{ж}^{-1/2}$ |
| Гаизин Д.К. | $Q_H / Q_{ж} = a - b \cdot Q_H$ |
| Максимов М.И. | $Q_H = a + b \cdot \ln Q_{в}$ |
| Назарова Н.К. | $Q_{ж} / Q_H = a + b \cdot Q_{в}$ |
| Сипачева Т.У. | $Q_{ж} / Q_H = a + b \cdot Q_{ж}$ |
| Камбаров (лог) | $\ln(Q_H) = a - b / Q_{ж}$ |
| Арпс | $Q_H = (1/b) \cdot \ln(1 + b \cdot e^a \cdot Q_{ж})$ |

В специальном программном обеспечении оценка эффекта МУН часто реализуется в виде модуля, в котором задается базовый интервал, подбирается приемлемое уравнение аппроксимации и проводится автоматический расчет дополнительной добычи. Однако данная методика является предметом активных споров в связи с двумя аспектами: подход к выбору объекта анализа и проблема выбора уравнения для экстраполяции. С точки зрения выбора объекта анализа, оценка эффекта МУН может быть проведена для группы скважин в целом, либо для каждой скважины в отдельности. Существующий стандарт предписывает проводить анализ для группы скважин, поскольку это позволяет учесть интерференцию и уменьшить влияние погрешности измерений. Также подобный подход требует меньше времени для анализа.

На основании проведенного анализа было предложено использовать поскважинный анализ, который имеет ряд преимуществ перед групповым. Прежде всего, краткий поскважинный анализ всегда выполняется для выбора скважин, которые войдут в группу для оценки эффекта МУН. Это делается для того, чтобы отсеять скважины, которые могут снизить точность оценки при включении их в группу. К подобным скважинам относятся:

- скважины, которые останавливались на продолжительный срок (более суток) до или после проведения МУН;
- скважины, на которых проводилась интенсификация добычи нефти при помощи других ГТМ параллельно с проведением МУН;
- скважины, пробуренные незадолго до или после проведения МУН;
- скважины, не отреагировавшие на МУН. Показателем отсутствия реакции является изменение обводненности менее 1% или отсутствие изменений в динамике добычи нефти.

Поскважинный анализ позволяет значительно уменьшить погрешность при подборе уравнения аппроксимации, поскольку для каждой скважины уравнение подбирается индивидуально в зависимости от характера ее работы, тогда как в групповом анализе нужно подобрать лишь одно уравнение, которое описывало бы всю группу скважин в совокупности. Практика показывает, что расхождения за счет неопределенности при выборе уравнения аппроксимации при групповом анализе может составлять до 12%. При поскважинном анализе погрешность подобной природы также присутствует, но ее влияние на конечный результат значительно меньше. Кроме того, существенным является подбор кривых аппроксимации в соответствии с текущей обводненностью продукции скважины, о чем упоминается в [5]. Так, для скважин, работающих с обводненностью менее 50%, предпочтительнее использовать дифференциальные формы уравнений. В диапазоне обводненности

от 50 до 80% лучше показывают себя интегральные формы уравнений. В остальных случаях для анализа могут быть использованы уравнения аппроксимации любой формы. Данная рекомендация не соблюдается при групповом анализе, когда в группу включаются скважины с разной обводненностью, что является еще одним плюсом в пользу поскважинного подхода к оценке эффекта МУН.

Что касается процедуры подбора уравнения, было рекомендовано учитывать наличие флуктуаций дебита или обводненности. В частности, было показано, что возможно добиться лучшей аппроксимации путем увеличения размера базового участка до 3-4 лет, что значительно больше указанных в существующей методике 24 месяца. Это позволяет, к примеру, избежать влияния эффекта применения предшествующих МУН на результат проведения последней обработки (рис. 1). В отдельных случаях было предложено сдвигать дату проведения МУН относительно фактической для достижения большей корреляции кривых аппроксимации.

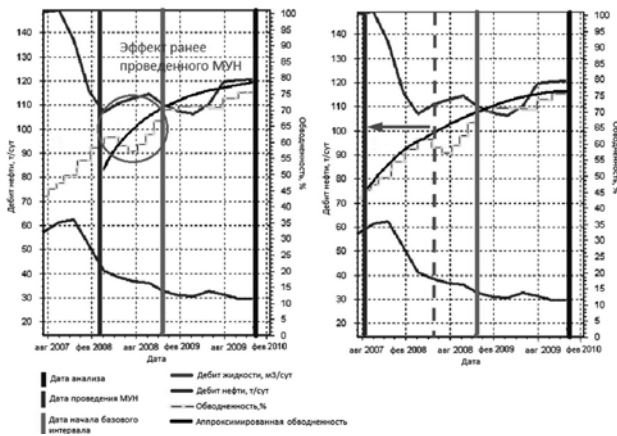


Рис. 1. Подбор аппроксимирующей кривой с учетом ранее проведенного МУН

В целом следует отметить, что помимо коэффициента корреляции важную роль играет такой субъективный фактор, как плавность перехода фактических кривых добычи и обводненности в экстраполированные на основании выбранного уравнения. Идею подобного визуального контроля поддерживают авторы [6], по мнению которых такой подход позволяет получить более приближенную к реальности оценку. Для подтверждения корректности предложенного поскважинного подхода было проведено сравнение результатов оценки эффекта МУН методом кривых падения и по секторной модели для выбранного участка месторождения «Х» Томской области (рис. 2). Идея использования секторной модели заключалась в адаптации истории разработки до момента проведения МУН, а затем запуск на «прогноз» с целью получить кривую добычи по каждой скважине, аналогичную кривой падения добычи.

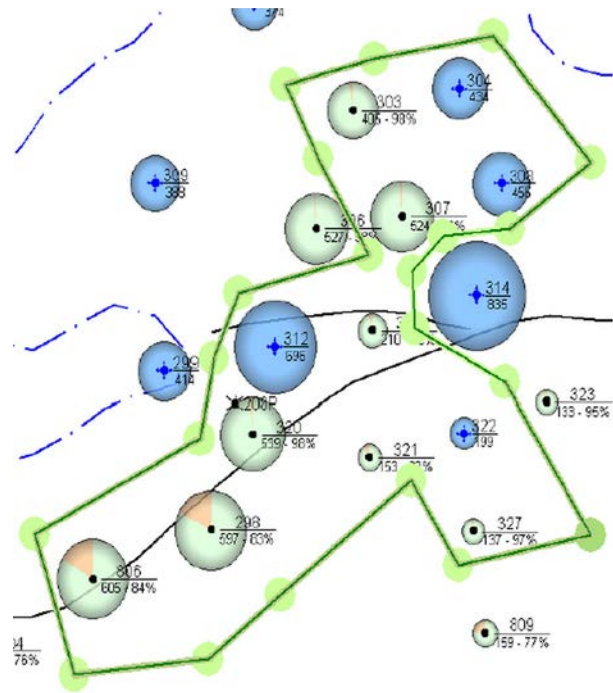


Рис. 2. Карта накопленных отборов по выбранному сектору

Предполагаемый и фактический профили добычи затем сравнивались для получения значения прироста от МУН. После достижения приемлемой адаптации на момент проведения МУН (10.06.2009 г.) модель была запущена на прогноз с момента МУН и до момента оценки эффекта (01.05.2010 г.) с контролем по забойному давлению на добывающих скважинах и с контролем по приемистости на нагнетательных. Результаты оценки представлены в табл. 2. В результате проведенной работы были выявлены слабые стороны существующей методике оценки. Для получения более точных результатов оценки эффекта МУН была предложена методика поскважинного анализа, которая включает в себя дополнительные критерии выбора реагирующих скважин и подтверждается результатами секторного моделирования.

Таблица 2. Результаты оценки эффекта МУН

| Подход | Эффект от МУН, т |
|---------------------|------------------|
| групповой анализ | 17498 |
| поскважинный анализ | 10935 |
| моделирование | 12165 |

Проблема выбора МУН. Рассматривая второй вопрос о выборе технологий увеличения нефтеотдачи для геолого-физических условий пласта, нужно сказать, что большинство специальных программ успешно развивается и применяется за рубежом. Примером могут служить программы, созданные на основе технологий искусственного интеллекта SWORD, EORgui, SelectEOR, которые успешно используются на

многочисленных проектах в таких странах, как США, Мексика, Венесуэла, Колумбия, Египет и др. [7]. Использование зарубежных программ затруднено для месторождений Западной Сибири по ряду причин: в большинстве компаний отсутствуют внутренние базы данных по проектам применения МУН как в мире, так и в России; участки воздействия МУН очень малы по сравнению с масштабами месторождений и воздействия ориентированы на применение в условиях малых участков залежи; ряд технологий невелик и в основном включает физико-химические технологии, подобранные под условия коллекторов. Учитывая возрастающую потребность в реализации технологий увеличения нефтеотдачи в регионах, появляется необходимость в развитии методологии выбора и аналитического моделирования МУН.

Одной из программ, развиваемой для скрининговых исследований месторождений Западной Сибири (Томской области), является «Матрица применимости» [8]. Данная программа разработана на основе критериев применимости, обобщенных по данным отечественной и мировой литературы (Степанова Г.С., 2006; Муслимов Р.Х., 2007, Taber J.J. и др., 1997). Методы увеличения нефтеотдачи, заложенные в программе, относятся к нескольким группам: гидродинамические, термические, химические, закачка полимеров, щелочей, потокоотклоняющие технологии, газовые, водогазовое воздействие, термогазовое воздействие. Входными данными для матрицы является стандартный набор геолого-физической информации: тип резервуара, глубина залегания, пластовое давление, проницаемость, пористость, температура, вязкость и другие. Пользователь может произвести в программе два вида скрининга (отбора): обычный и детальный. В предложенной программе обычный скрининг осуществляется по схеме:

- ввод входных данных о резервуаре;
- сопоставление данных с критериями (количество критериев варьируется для каждого метода);
- расчет критериальных параметров по нечеткой логике (fuzzy logic) в пределах от -1 до 1;
- расчет общего коэффициента применимости в фиксированном интервале.

В результате работы программы можно произвести оценку применимости методов и получить оперативные графики «методы – коэффициенты применимости». Дальнейшая процедура перехода к детальному скринингу может включать в себя построение аналитических графиков, лепестковых диаграмм, а также использование модуля интеграции знаний по МУН, где есть возможность просмотра критериев применимости, краткое описание методов и их ограничений (рис. 3). Для осуществления детального скрининга в программе заложены геолого-физические свойства и краткие результаты использования технологий увеличения нефтеотдачи как на месторождениях Западной Сибири, так на других российских и зарубежных месторождениях, всего

более чем по 400 проектам, за период с 1994 г. по 2010 г. База данных собрана на основе открытых источников информации: Oil and Gas Journal, статьи, презентации, а также по данным Института химии нефти СО РАН. Таким образом, при вводе данных по пласту возможен поиск месторождений-аналогов по применяемым методам и использование опыта предшествующей разработки.

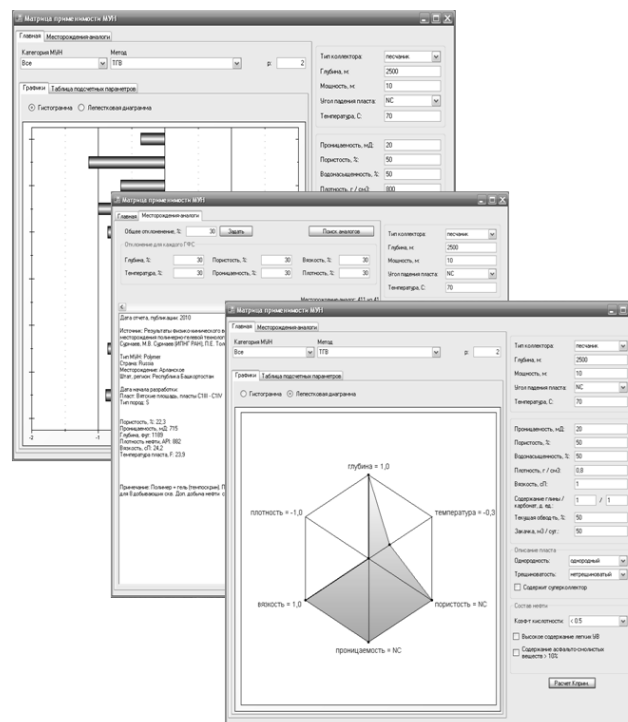


Рис. 3. Вид программы

Также в программе реализуются:

- внесение дополнительных методов и критериев, что позволяет учитывать новые технологические разработки;
- пополнение базы данных по проектам МУН, что дает актуализацию фактических данных из практики крупных и малых нефтегазовых компаний;
- расширение базы знаний для систематизации информации по методам увеличения нефтеотдачи.

Программный комплекс применим для оперативной аналитической оценки геолого-физической информации перед началом процесса моделирования и может быть дополнен с учетом новых методов и разработок в области МУН.

Выводы: рассмотрены проблемы проектирования современных МУН. Предложены модификация методики оценки эффекта МУН для получения достоверных результатов, а также программный комплекс для выбора МУН применительно к конкретным геолого-физическим условиям коллекторов. Данные шаги в совершенствовании методических аспектов дают возможность улучшить качество проектирования классических и современных технологий увеличения нефтеотдачи, что повышает эффективность их внедрения на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Боксерман, А.А. Востребованность современных методов увеличения нефтеотдачи – обязательное условие преодоления падения нефтедобычи в стране // Нефтяное хозяйство. 2004. №10. С.34-38.
2. Муслимов, Р.Х. Проблемы модернизации и развития инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в связи с существенным изменением ресурсной базы // Нефтяное хозяйство. 2011. №5. С.72-76.
3. Методические указания по анализу технологической эффективности геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи. – М.: ОАО «НК «Роснефть», 2006. 38 с.
4. Arps, J.J. Analysis of decline curves. – SPE paper 51584, 1944. P. 228-247.
5. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 153-39.0-110-01: утв. Минэнерго России 05.02.2000: введ. в действие с 05.02.2000. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. 45 с.
6. Казаков, А.А. Разработка единого подхода к оценке эффекта МУН // Нефтяное хозяйство. 2003. № 3. С. 26-29.
7. Альварадо, В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения / В. Альварадо, Э. Манрик. – М.: Премиум Инжиниринг, 2011. 244 с.
8. Иванов, Е.Н. Разработка методики выбора методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях на основе геолого-физической информации / Е.Н. Иванов, Ю.М. Кононов, Р.В. Мухамадиев // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Сб. труд. Межд. научно-практ. конф. 7-8 сентября 2011. – Казань, 2011. С. 229-232.

**SOLUTIONS THE PROBLEMS OF CHOICE AND ESTIMATION OF
INCREASE THE EFFECTIVENESS OF METHODS IN OIL RECOVERY
AT FIELDS IN WESTERN SIBERIA**

© 2012 A.Yu.Megalov¹, E.N. Ivanov¹, Yu.M. Kononov¹, A.T. Roslyak²

¹ JSC “TomskNIPIneft”

² National Research Tomsk Polytechnical University

In work the problems of projection the methods of increasing the oil recovery and ways of their decision are considered. The analysis is carried out and modifications of existing methods of estimation the effect of increasing methods of oil recovery (IMOR) are considered. The alternate technique of estimation the effect by means of per well analysis on curves of falling the production with application of padding criteria of selection the reacting wells is offered. The author's program complex «An applicability matrix IMOR» for analytical estimation of geological-physical information for a correct choice of increasing methods in oil recovery on oil fields of Western Siberia is presented.

Key words: *increasing methods of oil recovery, estimation of effectiveness, replacement characteristic, modeling*

Anton Megalov, Minor Research Fellow. E-mail:

MegalovAY@nipineft.tomsk.ru

Evgeniy Ivanov, Minor Research Fellow. E-mail:

IvanovEN@nipineft.tomsk.ru

Yuriy Kononov, Research Fellow. E-mail:

KononovYM@nipineft.tomsk.ru

Alexander Roslyak, Doctor of Technical Sciences,

Professor at the Department of Geology and

Oilfield Development. E-mail: RoslyakAT@ignd.tpu.ru