

<https://doi.org/10.51301/ejsu.2022.i5.05>

Estimation of recoverable reserves of carbonate reservoirs at the early development stage

G.B. Duzbayeva, R.N. Uteev, V.Z. Khazhitov, A.S. Mardanov

Atyrau branch LLP «KMGE», Atyrau, Kazakhstan

*Corresponding author: duzbayeva.G@llpcmg.kz

Abstract. Nowadays the boundary parameters of reservoir identification are expanding due to the scientific and technological progress which cause in the improvement of field development technologies and the creating of new EOR (enhanced oil recovery) methods. Usually new oil fields are presented by low-permeable rock with complex geological structure which results in demand of updated analytical tools, because existing methods of oil displacement characteristics construction annually loses its relevance. The aim of this article is to present new methodology of operational evaluation of recoverable oil reserves both for terrigenous and carbonate reservoirs, which considers the difference and features of poroperm properties of reservoirs. This methodology is based on special core analysis and relative permeability curves which are less time-consuming comparing to 3D simulational model. The fractional flow curve was used as a basic tool which operates current water saturation as reserves recovery and phase permeability, as equivalent to water cut. Modifying these parameters makes it possible to predict the flow process and reserves recovery. The comparison of obtained results with the results of applying traditional methods shows a high level of forecasting reliability, since the retrospective forecast was fully confirmed by historical development data.

Keywords: carbonate reservoirs, operational reserve evaluation, displacement characteristics, fractional flow, analytical model, numerical model, technological production data, statistics, adaptation.

1. Введение

По мере развития научно-технического прогресса, совершенствования технологий разработки месторождений и появления новых методов повышения нефтеотдачи граничные параметры выделения коллекторов расширяются все более, а новые вводимые в разработку месторождения все чаще характеризуются сложным геологическим строением и ухудшенными фильтрационными свойствами, что неизбежно влечет за собой необходимость эволюции инструментов аналитического моделирования, так как проверенные временем существующие методики построения характеристик вытеснения ежегодно теряют свою актуальность и не способны отвечать все более нарастающим запросам достоверности прогнозирования.

Как известно, примерно 15-20 лет назад, основная часть всех запасов нефти, около 75%, приходилась на долю терригенных коллекторов, и лишь оставшиеся 25% на все остальные, включающие в себя карбонатные, магматические, вулканогенные и кремнистые биогенные толщи. В наше же время, карбонатные коллектора, являющиеся удивительным и в то же время противоречивым творением природы, служат резервуарами для более чем 50% мировых запасов углеводородов, что бесспорно подтверждает их растущую значимость [1]. Данный фактор обуславливает необходимость продолжения всестороннего научного изучения карбонатных залежей, понимания их природы и выработки максимально эффективной технологии их освоения. Однако, основная цель каждого недропользователя при вводе месторождения в промышленную разработку заключается все же не в создании

наиболее эффективной системы, и не в достижении максимальной нефтеотдачи, которые, несмотря на всю значимость научно-технической составляющей, уступают основной приоритет получению максимальной прибыли и экономической привлекательности проекта.

В условиях максимального приоритета размера чистой прибыли, под вопросом остается судьба месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе залежей сложенных карбонатными коллекторами и характеризующихся в большей степени низкой проницаемостью и неоднородностью геологического строения, так как они не только обладают более низкими уровнями добычи углеводородов, но и требуют значительно больших капитальных вложений, окупаемость которых является труднодостижимой целью. Учитывая вышеизложенное, высокую значимость обретает объективная предварительная оценка извлекаемых запасов нефти, от достоверности которой зависит технико-экономический потенциал проекта и готовность недропользователя на значительные капитальные вложения в технологии повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи, разработка подобных месторождений без которых физически невозможна.

Еще одной сложностью в оценке извлекаемых запасов нефти месторождений с карбонатными коллекторами является отсутствие широкого спектра методик, количество которых даже близко нельзя сравнить с числом традиционных характеристик вытеснения, показывающих весьма высокую достоверность на терригенных коллекторах при водонапорном режиме разработки. Наиболее распространенным выходом из данной ситуации является

В то же время элементы заводнения, выделенные в пределах карбонатной залежи с трещинным типом коллектора, отличаются неправильной многоугольной формой и неравномерными размерами элементов, а цветовое распределение направлений фильтрационных потоков указывает на наличие значительного количества переток между ячейками, при чем на достаточно протяженные расстояния [4].

В корне различающиеся механизмы фильтрации приводят к тому, что жизненные циклы терригенных и карбонатных месторождений, значительно различаются между собой: высокая проводимость трещинных каналов на начальной стадии освоения месторождения способна обеспечить весьма высокие годовые уровни добычи, и при этом добычи безводной нефти, так как весь процесс вытеснения на данном этапе осуществляется непосредственно в трещинах. Ввиду данного фактора при единовременном вводе в разработку двух аналогичных месторождений, различающихся только типом коллектора, проектная эффективность и потенциальные извлекаемые запасы нефти карбонатного коллектора окажутся как минимум в 1.5 раза выше. Однако, после прокачивания 20-25% подвижного порового объема картина меняется кардинальным образом, так как промытые закачиваемой водой трещины становятся каналами циркуляции. Значительная протяженность трещин на начальной стадии также обуславливает высокий коэффициент охвата залежи процессом разработки, что при истощении запасов нефти в трещинах также начинает проявлять свой негативный характер, заключающийся в том, что ввиду отсутствия фронта вытеснения, мы получаем неравномерно выработанную залежь, разбитую на множество зон остаточных невовлеченных в разработку запасов [6].

Представленные особенности и отличия разработки трещинных коллекторов и являются причинами неприменимости существующих методик определения вовлеченных запасов: числовых и статистических моделей для карбонатных месторождений, так как разрабатывались, тестировались и адаптировались они еще в прошлом веке с оглядкой, преимущественно, на характер фильтрации традиционных терригенных коллекторов и совершенствовались также в одном направлении, исключая вариант иного характера продвижения флюида в коллекторе [7]. Разрабатываемые новые методики, адаптации характеристик вытеснения, учитывающих особенности пустотного пространства, требуют продолжительного опыта разработки месторождения, так как базируются на характере вытеснения нефти водой, и могут быть применимы только на поздней стадии разработки [6].

По мере накопления исторических данных и опыта в разработке месторождений, продуктивные залежи которых представлены карбонатными толщами, все более очевидным становится факт недостоверной оценки начальных извлекаемых запасов, рассчитанных, зачастую, посредством использования традиционных методов оперативной оценки вовлеченных запасов, подтверждающийся крепко укоренившейся практикой утверждения завышенного значения КИН (коэффициент извлечения нефти) на раннем этапе освоения, который впоследствии с каждым новым пересчетом запасов становится все меньше и меньше. Не исключение и рассматриваемое в данной статье месторождение, где в период с 1984г по 2020г КИН снизился в 2 раза. А ведь

за этими небольшими цифрами стоят сотни тысяч тонн извлекаемых запасов нефти и изменение КИН на 0.2 д.ед. может полностью лишить его экономической привлекательности или даже похоронить полностью. Все это обуславливает значимость достоверной оценки КИН карбонатных залежей на начальной стадии и в условиях ограниченной изученности месторождения.

Таким образом, основной идеей вступительной части статьи является обоснование ограниченности применения существующих статистических моделей и характеристик вытеснения, несмотря на все их преимущества, к моделированию разработки и оценке извлекаемых запасов месторождений, имеющих трещиноватую структуру. Также следует задаться вопросом: в чем заключается роль проведения программы исследовательских работ и изучения залежей, если ключевой движущей силой выполнения расчетов прогнозных технологических показателей разработки и оценки запасов являются статистические данные эксплуатации скважин, без привязки к результатам лабораторных исследований. Аналогичной числовой моделью может явиться методика построения фракционного потока, которая также не требует значительных трудозатрат, характеризуется простотой выполнения, при этом позволяющая компенсировать все недостатки рассмотренных выше аналитических моделей расчетов. Далее по статье представлено описание алгоритма построения фракционного потока и его основные характеристики.

Теория фракционного потока разработана в 1941г Левереттом, основываясь на законе сохранения масс, применяемого к одномерному течению двухфазного потока. Основной принцип данной теории прост и выражается в постоянстве суммы насыщенности фаз на всем протяжении пласта. Методика построения фракционного потока, аналогично статистическому расчету и характеристикам вытеснения, относится к числовым аналитическим моделям, что является достоинством, так как обеспечивает доступность, простоту применения, оперативность выполнения расчетов и отсутствие необходимости в значительных трудозатратах. Главным отличием данной методики является ее научная составляющая, базирующаяся на результатах научно-исследовательских работ и геолого-физических характеристиках месторождения. Применимо к инженерингу в нефтегазовой отрасли основное уравнение фракционного потока можно выразить следующей формулой [3,8]:

$$f_g = \frac{1 + \frac{k_n k_{он}}{\mu_c \mu_n} \left[\frac{\partial P_k}{\partial L} + (\rho_n - \rho_g) g \sin a \right]}{1 + \frac{\mu_g k_n}{\mu_n k_g}}$$

С учетом пренебрежения капиллярных сил, для горизонтального потока уравнение фракционного потока имеет вид:

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{\mu_g k_n}{\mu_n k_g}} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_g k_n}{\mu_n k_g}}$$

где f_g - доля воды в суммарном потоке жидкостей в любой точке пористой среды; k - проницаемость пласта; $k_{он}$ - относительная проницаемость для нефти; k_n - эф-

фективная проницаемость для нефти; k_b – эффективная проницаемость для воды; μ_w – вязкость воды; μ_o – вязкость нефти; μ_c – суммарная вязкость потока; P_k – капиллярное давление ($P_n - P_v$ давление в нефтяной фазе минус давление в водонефтяной фазе); L - координата по направлению движения; g - ускорение силы тяжести; $(\rho_n - \rho_v)$ - разность плотностей воды и нефти; a - угол падения пласта.

На рисунке 2 схематично представлена интерпретация результатов специальных исследований на керне, а также влияние изменения ОФП нефти и воды на процесс разработки по мере выработки запасов, на основе которой удобнее всего описать принцип построения фракционного потока. Представленное на рисунке 2 влияние лабораторных исследований ОФП нефти и воды на микроуровне на процесс выработки запасов и обводненности продукции месторождения в целом на макроуровне, позволяют проследить четкую зависимость качества выработки запасов от соотношения проницаемостей фаз нефти и воды, показатели которых и формируют характер обводнения резервуара и добываемой продукции, ввиду чего результаты лабораторных исследований по определению ОФП в двухфазной системе и являются приоритетными в построении кривой, достоверно описывающей тенденцию фракционного потока.

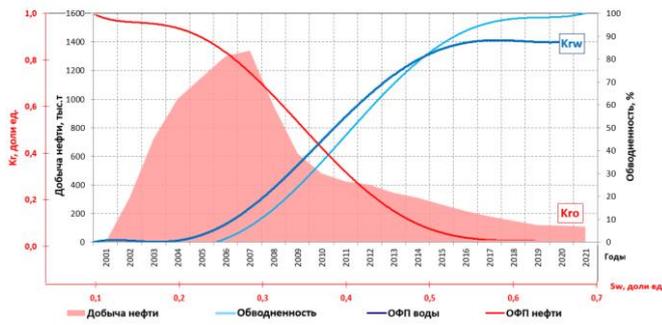


Рисунок 2. Проекция кривых ОФП нефти и воды на исторический график разработки месторождения

Использование при расчетах в числовой модели относительных проницаемостей, помимо выражения темпов обводнения продукции, также позволяет более достоверно определить темпы отборов, так как, хотя и считается, что параметры проницаемости и продуктивности относятся к свойствам пласта и поэтому неизменны, в действительности по мере выработки запасов и изменения водонасыщенности коллекторов изменяется не только соотношение подвижности фаз нефти и воды относительно друг друга, но изменения претерпевает также и общая подвижность системы, степень вариации которой зависит от смачиваемости пород и конечных значений ОФП воды.

Построение фракционного потока базируется как на основе геолого-промысловых данных по добыче нефти и воды, так и опираясь на результаты проведения лабораторных исследований на керне. Для построения достоверной кривой необходимы результаты специальных исследований керна по определению относительных фазовых проницаемостей. Кривая фракционного потока представляет собой зависимость обводненности резервуара от выработки запасов нефти, которая выражается в

показателе водонасыщенности. Именно фундаментальная значимость результатов лабораторных исследований на керне способна объяснить принципиальные различия процесса фильтрации в трещинах и матрице, так как характер поведения и взаимное расположение кривых ОФП для порового и трещинного коллекторов разительно не похожи друг на друга, если не сказать противоположны друг другу. Различие свойств ОФП трещиноватого и порового коллекторов, а также соответствующие им кривые фракционного потока наглядно представлены на рисунке 3 и 4 [2].

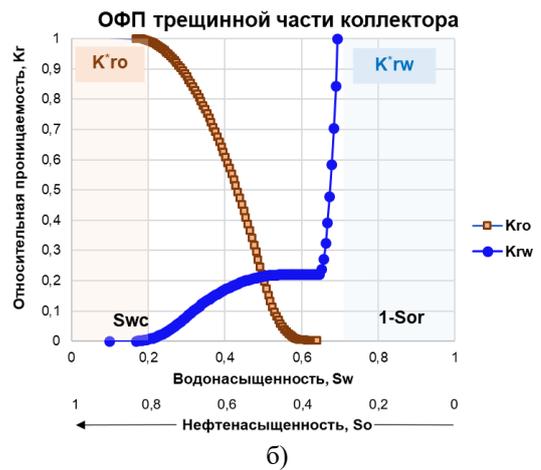
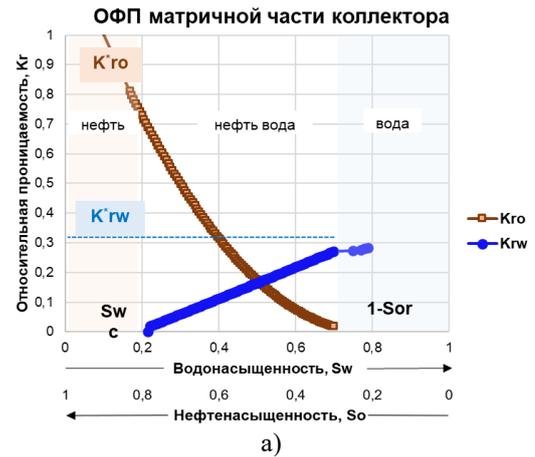


Рисунок 3. Сравнение кривых ОФП для поровых (а) и трещинных (б) коллекторов

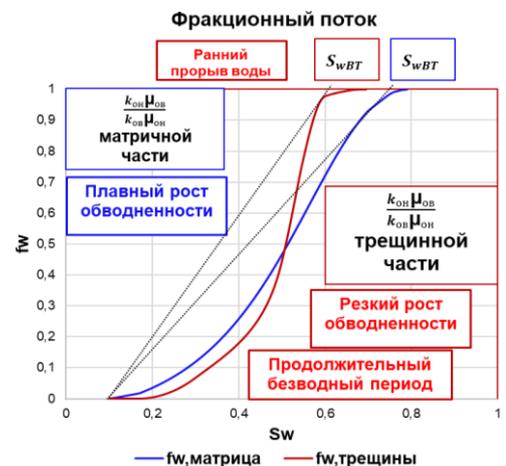


Рисунок 4. Сравнение кривых фракционного потока для поровых и трещинных коллекторов

Исследованные образцы керна, результаты которых приведены на рисунке 3, отобраны из одной и той же скважины, и приурочены к трещинной и поровой частям коллектора, чем и объясняется их принципиально различающийся характер подвижности вытесняющей и вытесняемой фаз: если в матричной части порового коллектора можно наблюдать почти поршневое вытеснение с однородным ростом подвижности водной фазы, то в изобилующем микротрещинами образце керна фильтрация носит совершенно отличный характер, своеобразными особенностями которого являются скачкообразные изменения подвижности фаз, в зависимости от насыщенности трещин нефтью или водой.

Таким образом имея дело с карбонатными залежами разработку месторождения с позиции фильтрационной теории можно разделить на 2 этапа (рисунок 5):

1. На I этапе в процессе разработки участвуют только запасы нефти, сосредоточенные в трещинах и кавернах, благодаря чему данный этап разработки характеризуется высокими темпами отборов и продолжительным безводным периодом;

2. Переход на II этап происходит по мере истощения запасов нефти в трещинах, в результате чего в процесс разработки вовлекаются поровые матричные коллектора. Отличительной особенностью данного этапа разработки является интенсивный рост обводненности по причине прорыва закачиваемых или пластовых вод по выработанным трещинам и каналам.

Подобная фильтрационная стадийность разработки присуща исключительно для месторождений с карбонатными трещинными коллекторами, чем и обусловлена необходимость принципиально различного подхода к построению характеристик вытеснения для поровых и трещинных коллекторов.

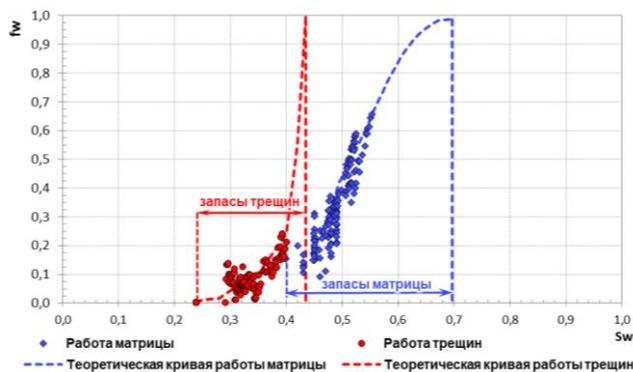


Рисунок 5. Этапность выработки запасов трещинной и матричной частей коллектора

Построение кривой фракционного потока сопровождается следующими действиями:

1. Обеспечение качества данных по отборам и компенсации

В виду замкнутости аналитической модели фракционного потока, ограниченной размерами залежи, пористостью и насыщенностью, в процессе осуществления процессов вытеснения соблюдается закон сохранения масс, подразумевающий как невозможность добычи объема воды, превышающего имеющийся в пласте, так и закачки большего количества рабочего агента, чем может позволить себе коллектор.

Нецелевая закачка вытесняющего реагента, либо добыча воды, не участвующей в процессе вытеснения, которая не учитывается в уравнении, вызванные различными факторами, такими как: негерметичность эксплуатационной колонны, заколонные перетоки, ошибки корреляции и подбора интервалов перфорации, а также неэффективная реализация системы заводнения, не являются редкостью для многих месторождений. Идентификация такой воды и нецелевой закачки осуществимы посредством применения 2 методов:

Формирование базы перфораций путем проведения исследований по определению профиля притока и поглощения, способные обнаружить перетоки при негерметичности обсадных колонн и цементного кольца;

Сопоставление исторических данных, с результатами исследований керна, значительное расхождение которых также указывает на присутствие «лишней» воды.

Построение теоретической кривой

Фракционный поток представляет из себя зависимость обводненности резервуара от (f_w) от водонасыщенности (S_w), рассчитываемой на основе результатов специальных исследований на керне. При этом относительная фазовая проницаемость воды является эквивалентом обводненности, граничное значение которого принято на уровне 0,98-0,99 д.ед., достижение которого напрямую зависит от соотношения проницаемостей нефти и воды. Стоит отметить то, что на данном этапе, отбракосвав данные по нецелевой закачке, либо вторжения «лишней» воды, анализируется работа коллектора, исключая влияние антропогенного фактора в виде качества строительства скважин, применяемого оборудования и эффективности проводимых изоляционных работ.

3. Построение фактической кривой

Фактическая кривая фракционного потока базируется на фактических данных уровней добычи и закачки. Модификация теоретической кривой в фактическую осуществляется посредством адаптации ее под исторические данные путем корректировки ОФП с помощью степенного коэффициента, рассчитываемого по уравнению Кори. При отсутствии потребности в значительной адаптации, данный коэффициент равен 2. Важно отметить, высокая степень расхождения между фактическими данными и теоретической кривой, свыше 25% свидетельствует о низком качестве данных по отборам и компенсации, в связи с чем требуется возврат на 1 этап. Завершительной стадией является построение кривой фракционного потока на основе фактических показателей добычи и закачки.

Игнорирование особенностей строения карбонатных залежей, и процессов фильтрации происходящих в них ведет к недостоверной оценке начальных извлекаемых запасов, так как высокие уровни добычи и низкая обводненность на начальном этапе обуславливают завышенные прогнозные показатели разработки, рассчитанные на основе статистики и выраженные в виде зависимости обводненности от водонасыщенности, как показано на рисунке 6 красной пунктирной линией. Уникальностью методики фракционного потока, помимо простоты, является базирование не только на исторических данных, но и учет результатов лабораторных исследований, отражающих процессы вытеснения на микроуровне. Фракционный поток, оперируя фазовой проницаемостью - аналогом дебита и обводненности, и водонасыщенностью – эквивалентом выработки запасов, где геологические

запасы нефти заменяются общей насыщенностью, извлекаемые – подвижным ее участком, минимизирует влияние антропогенного фактора и учитывает особенности двух-фазной фильтрации, а именно последовательность включения в разработку сначала трещин, а потом матрицы, как показано на рисунке 6 зеленой пунктирной линией, что позволяет более достоверно оценить КИНы месторождения, подтверждающиеся историческими данными ретропрогноза.

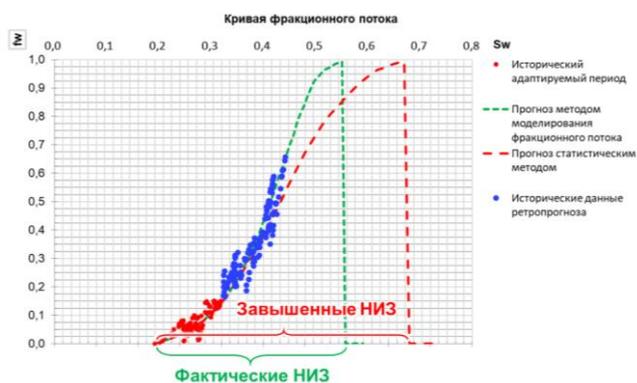


Рисунок 6. Кривая фракционного потока

Недостаточная изученность месторождения на начальном этапе и погрешность большинства методик прогнозирования начальных извлекаемых запасов и проектных показателей выражается в высоком уровне недостоверности расчета, требующего систематической корректировки проектных показателей как показано на рисунке 7. Однако, учет научной составляющей: результатов лабораторных исследований, позволяющих визуализировать фильтрационные процессы в двойной трещинно-матричной среде, а также увеличить уровень достоверности прогнозирования, что подтверждается сходимостью расчетных технологических показателей по методу кривой фракционного потока с фактическими данными.

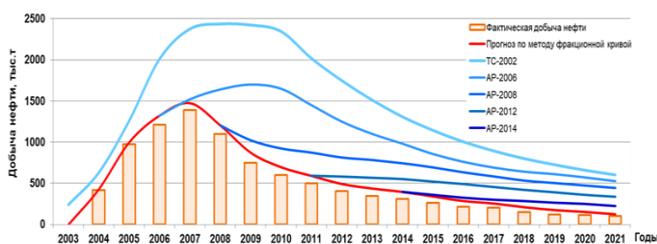


Рисунок 7. Сравнение достоверности выполненных расчетов с фактическими и проектными показателями разработки

Основные выводы данной работы заключаются в том, что по мере продвижения фронта вытеснения параметры разработки месторождений с терригенными и карбонатными коллекторами значительно разнятся между собой.

Существующие методики расчетов адаптированы под фильтрационные процессы равномерного продвижения фронта вытеснения, протекающие в матрице, и не учитывают особенности и геометрию трещин. Достижение высокого уровня достоверности прогнозирования технологических показателей разработки карбонатных залежей возможно только посредством методик, научную составляющую, а не зависящих целиком от исторической адаптации.

3. Выводы

В заключении следует отметить: целью данной статьи не является намеренное очернение и упрек существующих самых распространенных аналитических методик, основной посыл данной статьи заключается в необходимости комплексного подхода к выполняемым аналитическим работам, а также расширения спектра используемых методик и инструментов, которые в совокупности способны компенсировать свои недостатки и обеспечить высокий научный уровень выполняемых работ, что приобретает особую важность в век повышенного внимания к залежам с трудноизвлекаемыми запасами, экономическая эффективность которых полностью зависит от правильности научного подхода к процессу их разработки.

Таким образом, основной задачей данной статьи является синергия методов построения характеристик вытеснения и теории фракционного потока, способных в едином тандеме произвести методику расчета потенциальных извлекаемых запасов нефти как на начальном этапе освоения месторождения, где даже в условиях отсутствия исторической добычи основой построения будут являться результаты исследований керна, так и на поздних стадиях, так как данная методика обладает гибкостью подхода в адаптации как теоретических данных к исторической добыче, так и наоборот. Приведенный пример построения кривой фракционного потока представляет из себя ретропрогноз, выполненный в двух вариантах: по традиционной методике характеристики вытеснения, а также с применением фракционной теории, и по полученным результатам можно заметить высокую сходимость фактических показателей с прогнозными технологическими показателями рассчитанными по методу фракционной кривой.

Литература / References

- [1] Fomkin, A.V., Chernitsky, A.V. (2015). Carbonatnye treshchinovaty kolektory. Geologiya. Razrabotka. Moskva
 - [2] Maydebor, V.N. (1980). Osobennosty razrabotky nephtyanyh mestorozhdeniy s treshchinovatyimi kolektorami. Moskva: Nedra
 - [3] Craig, F.F. (1974). Razrabotka nephtyanyh mestorozhdeniy pri zavodnenii. Moskva: Nedra
 - [4] Kostyuchenko, S.V., Zimin, S.V. (2005). Kolichestvennyi analiz effektivnosti sistem zavodneniya na osnove modeley linii toka. Neftyanoe khozyaistvo, (1), 56-60
 - [5] Khazhitov, V.Z. (2020). Primeneniye fraktsionnogo potoka dlya postroeniya kharakteristik vytesneniya i analiza vyrabotki zapasov. Sbornik nauchnyh trudov TOO «KMG Engineering», 1(19)
 - [6] Nedolivko, N.M., Ezhova, A.V. (2012). Petrographicheskiye issledovaniya terrigennyh I karbonatnyh porod kolektorov. Izdatelstvo Tomskogo polytechnicheskogo universiteta
 - [7] Qu, M., Hou, J., Zhao, F., Song, Z., Ma, S., Wang, Q. & Yan, M. (2017). 3-D Visual Experiments on Fluid Flow Behavior of Water Flooding and Gas Flooding in Fractured-Vuggy Carbonate Reservoir. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/187273-MS>
- Akul'shi, A.I., Bojko V.S. (2013). Teoriya frontal'nogo vytesneniya nefi vodoj. Retrieved from: http://www.tech.nftn.ru/publ/teoriya_frontalnogo_vytesnenija_nefti_vodoj/1-1-0-16

Карбонатты коллекторлардан құралған кен орындарында алынатын мұнай қорларын алдын ала бағалау

Г.Б. Дүзбаева, Р.Н. Утеев, В.З. Хажитов, А.С. Марданов

«КМГ Инжиниринг» ЖШС Атырау бөлімшесі, Атырау, Қазақстан

*Корреспонденция үшін автор: duzbayeva.G@llpcmg.kz

Андатпа. Ғылыми-техникалық прогрестің дамуы, кен орындарын игеру технологияларының жетілдірілуі және мұнай өндіруді арттырудың жаңа әдістерінің пайда болуымен коллекторлар анықтамасының шекаралық параметрлері барған сайын кеңейіп келеді, ал игеруге енгізілетін жаңа кен орындары күрделі геологиялық құрылысымен және фильтрациондық қасиеттерінің нашарлануымен сипатталады, бұл сөзсіз аналитикалық модельдеу құралдарының эволюциясын қажет етеді, себебі уақытпен тексерілген мұнайды ығыстыру сипаттамаларын құрудың қолданыстағы әдістері жыл сайын өзектілігін жоғалта барады және болжаудың сенімділігінің өсіп келе жатқан сұраныстарына жауап бере алмайды. Осы баптың мақсаты тек терригендік кен орындары ғана үшін емес, сонымен қатар карбонатты коллекторларынан құрылған мұнай қорларын жедел бағалаудың жаңа әдістемесін ұсыну болып табылады, ол коллекторлардың фильтрациондық-сыйымдылық қасиеттерінің айырмашылығы мен ерекшеліктерін ескереді және кермен жасалатын арнайы зерттеулердің нәтижелеріне және СФӨ (салыстырмалы фазалық өткізгіштік) құруға негізделеді, бұл ретте, мысалы, толық үш өлшемді ГГДМ (гидродинамикалық модел) құру секілді айтарлықтай еңбек шығындарын талап етпейді. Негізгі құрал ретінде фракциялық ағын графигі қарастырылды, ол қазіргі қорлардың қалдығына эквивалентті саналатын судың қанығуы, және суланудың аналогы табылатын фазалық өткізгіштігі сияқты параметрлермен жұмыс істейді, бұл құралдардың модификациясы тарихи мәліметтерге сәйкес қорларды фильтрация процессі және мұнай қалдықтарын өндіру болжамдауына мүмкіндік береді. Бұл болжамның дәстүрлі әдістер нәтижелерімен салыстыру кезінде болжамның сенімділігі жоғары деңгейін көрсетті, өйткені орындалған ретроболжам игерудің тарихи көрсеткіштерімен толық расталды.

Негізгі сөздер: карбонатты коллекторлар, қорларды жедел бағалау, ығыстыру сипаттамасы, фракциялық ағын, аналитикалық модель, сандық модель, дамудың технологиялық көрсеткіштері, статистика, бейімделу.

Предварительная оценка извлекаемых запасов нефти на месторождениях, сложенных карбонатными коллекторами

Г.Б. Дүзбаева, Р.Н. Утеев, В.З. Хажитов, А.С. Марданов

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», Атырау, Казахстан

*Автор для корреспонденции: duzbayeva.G@llpcmg.kz

Аннотация. Цель настоящей статьи заключается в представлении новой методики оперативной оценки извлекаемых запасов нефти, приемлемой не только для терригенных залежей, но и сложенных карбонатными коллекторами, учитывающей различие и особенности фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и базирующейся на результатах специальных исследований на керне и построения ОФП (относительная фазовая проницаемость), которая при этом не требует значительных трудозатрат, сопоставимых, например, с построением полноценной трехмерной ГГДМ (геолого - гидродинамическая модель). В качестве базисного инструмента использована кривая фракционного потока, оперирующая такими параметрами как текущая водонасыщенность, являющаяся эквивалентом выработки запасов, и фазовая проницаемость, в качестве аналога обводненности, модификация которых по историческим данным позволяет прогнозировать процесс фильтрации и выработки запасов. Проведенное сопоставление с результатами применения традиционных методик показало высокий уровень достоверности прогнозирования, так как выполненный ретропрогноз в полной степени подтвердился историческими показателями разработки.

Ключевые слова: карбонатные коллектора, оперативная оценка запасов, характеристика вытеснения, фракционный поток, аналитическая модель, числовая модель, технологические показатели разработки, статистика, адаптация.