

## **ОБОСНОВАНИЕ ВТОРНИЧНОЙ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА, ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

***В.П. Чайка***

*Республиканское Унитарное Предприятие «Производственное Объединение  
«Белоруснефть»*

***Н.К. Карташ, П.П. Повзжик***

*Республиканское Унитарное Предприятие «Производственное Объединение  
«Белоруснефть», Белорусский Научно-Исследовательский  
и Проектный Институт нефти (БелНИПИнефть)*

**СОДЕРЖАНИЕ:** Учитывая постоянно ухудшающуюся структуру запасов, ежегодное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, возникает необходимость более детально изучать механизм движения пластовых флюидов, особенно после прекращения их активной разработки. Одной из основных задач современного нефтегазодобывающего комплекса является целенаправленная работа с открытыми и обустроенными месторождениями и оставшимися в залежах запасами, вести поиск новых способов полноты их освоения. Занимаясь изучением данного вопроса, собран геолого-промысловый материал по нефтяным месторождениям Беларуси, России и др. стран, подтверждающий перспективность возвращения к законсервированным скважинам и месторождениям, по причине их полного обводнения, с вторичной разработкой. Для получения сведений, подтверждающих возможность перераспределения остаточной нефти пласте, проведено несколько серий экспериментальных исследований на карбонатном керне по моделированию структуры залегания нефтяной залежи на насыпных моделях пласта и на фильтрационной установке по вытеснению нефти водой, а также математическое моделирование процесса перераспределения водо-нефтенасыщенности.

В настоящее время во многих нефтегазодобывающих регионах мира большинство нефтяных месторождений находятся на поздней стадии разработки, характеризующихся высокой степенью обводненности добываемой продукции и значительными остаточными запасами нефти. Более половины разведанных запасов нефти после завершения разработки остаются в недрах Земли, т.к. коэффициент извлечения нефти в среднем колеблется в пределах 0,2-0,5. Все это вынуждает целенаправленно работать с открытыми и обустроенными месторождениями и оставшимися в залежах запасами, искать новые способы повышения полноты их освоения.

Нефтенасыщение продуктивных пластов является одним из важнейших параметров, характеризующих промышленную ценность коллектора и эффективность систем разработки. Изучению особенностей нефтенасыщения продуктивных пластов уделено большое внимание в фундаментальных работах по физике нефтяного пласта. В то же время в этих исследованиях основное внимание уделено начальному нефтенасыщению. В процессе разработки природное (начальное) нефтенасыщение уменьшается и возникает сложное по насыщенности состояние, на которое помимо чисто природных факторов большое влияние оказывают и технологические факторы, такие как режим разработки, условия вытеснения, темпы отбора нефти, гидродинамическая неоднородность разрабатываемых пластов и многое другое.

В реальных разрабатываемых пластах присутствует, как правило, несколько видов остаточной нефти, которые, в совокупности формируют ОНН разрабатываемых пластов. В то же время изучение отдельных компонентов и структур ОНН разрабатываемых пластов необходимо в связи с проблемой информативности структуризации, оценки и прогноза ОНН в разрабатываемых пластах и в связи с необходимостью идентификации состояния остаточной нефти при проектировании методов увеличения нефтеотдачи [2].

После окончания разработки нефтяного пласта в нем остается значительное количество остаточной нефти. Природа остаточной нефти разнообразна. Выделяют два основных класса остаточных нефтей: остаточные нефти (ОН) макроуровня и ОН микроуровня. ОН макроуровня это целики, различного рода непромытые пропластки, застойные зоны, линзы. Остаточная нефть, содержащаяся в них, сохраняет свои исходные свойства. ОН микроуровня это пленочная нефть, адсорбированная на поверхности пористой среды, и капиллярно-защемленная ОН, находящаяся в пористой среде в виде капель и глобул, которые отделены от скелета пористой среды пленкой воды. Важным отличием остаточных нефтей первого класса от второго является то, что если целики являются частями залежи, незатронутыми заводнением или слабозатронутыми, то ОН микроуровня – наоборот образуются только в заводненных частях пласта. В реальных неоднородных разрабатываемых пластах геологические особенности их строения и технология разработки могут оказывать существенное влияние на распределение остаточной нефти в пласте.

Современный уровень познания процессов, происходящих в пластах, подтверждает мысль о подвижности остаточной нефти в залежи после ее разработки путем заводнения. Имеется достаточно оснований предполагать, что под действием естественных сил после заводнения пласта и полной остановки работы скважин происходит частичное восстановление начальной нефтенасыщенности в объеме залежи под действием гравитационного и капиллярных сил. Исследования на залежах, находящихся в контрольном фонде из-за обводнения могут привести к результатам, имеющим непосредственно прикладной характер – возврат в приемлемые сроки с повторной разработкой на залежи, которые расположены в старых обустроенных и освоенных нефтедобывающих регионах.

О том, что процессы капиллярно-гравитационной сегрегации нефти в выработанных залежах, продукция скважин которых обводнена на 98÷100% происходят

---

*В.П. Чайка, Н.К. Карташ, П.П. Повзжик*

в реальности, свидетельствуют признаки активности простаивающих скважин, выражающееся в нефте- и газопроявлениях на устьях скважин, изменении плотности жидкости по стволу скважин, росте буферного давления.

Такие примеры были отмечены на ряде скважин Припятского прогиба (Речицкое, Березинское, Первомайское, Вишанское, Тишковское и Осташковичского месторождения) Республики Беларусь. Добывающие скважины, которые из-за полного обводнения были переведены в контрольный фонд, а спустя несколько лет вступали в работу с прежних интервалов перфорации и давали дополнительную добычу нефти.

Кроме того, имеется ряд скважин, которые переводят из добывающего фонда под закачку воды, а затем наоборот, не проводя при этом ни каких работ в интервале перфорации. Такие факты были отмечены как в Республике Беларусь, так и в Российском регионе на пермско-каменноугольной залежи Возейского месторождения.

Первой среди нефтяных компаний России стала ОАО «АНК «Башнефть», которая опробовала нетрадиционный способ освоения трудноизвлекаемых запасов – вторичной разработке нефтяных месторождений [4].

По группе месторождений Предуральяского краевого прогиба, разработка которых прекращена 50 лет назад из-за того, что скважины достигли предела рентабельности, уже несколько лет проводится их вторичная разработка.

В 1960 г. прекращена эксплуатация скважин из-за высокого обводнения продукции и нерентабельности на нефтяных месторождениях Кинзебулатовской группы. После 30-40 летней консервации были поочередно опробованы и пущены в повторную эксплуатацию месторождения: Малышевское – в 1992 г., Карлинское – в 1993 г., Цветаевское – в 1997 г., Буруновское – в 2002 г. В результате возвращения к старым месторождениям и их запуску в повторную эксплуатацию была получена добыча нефти в объеме 18÷21% от добычи за период первой эксплуатации (рис. 1).

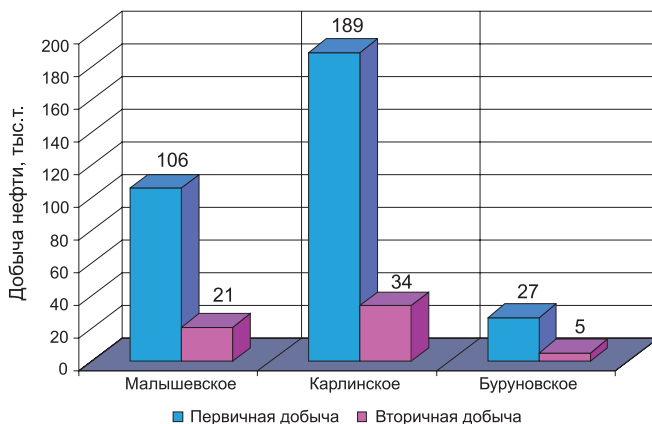


Рис. 1. Диаграмма добычи нефти по месторождениям

Результаты таких остановок дали основание некоторым исследователям высказать предположение о том, что после некоторого периода прекращения экс-

плуатации добывающих скважин на залежи, находящейся в значительной степени выработки запасов, в продуктивной толще будут происходить процессы переформирования залежи, консолидации остаточных запасов нефти, «всплывания» нефти в кровельные части структуры-ловушки. В результате будут созданы условия для работы части скважин с лучшими характеристиками после их повторного пуска.

В свете вышеизложенного, целесообразно отметить, что в настоящее время скважины, которые находятся в бездействии или контрольном фонде из-за обводнения, ни в коем случае нельзя ликвидировать. Восстановление таких скважин спустя время позволяет наращивать эксплуатационный фонд, получать дополнительную добычу нефти, увеличивать темпы отбора, что в конечном итоге приведет к более полному освоению остаточных запасов нефти и росту коэффициента извлечения нефти.

Таким образом, можно констатировать тот факт, что в настоящее время имеется достаточное количество материала, подтверждающего перераспределения насыщенности в пласте за счет капиллярно-гравитационной сегрегации, однако нет однозначной оценки какой период времени требуется для данного процесса перераспределения, чтобы экономически эффективно можно было подойти со вторичной разработкой месторождений.

Так, А.П. Крылов считает, что во многих случаях нефть, оставляемая в пласте после эксплуатации залежи, под действием сил тяжести приобретает тенденцию вновь сформироваться в нефтяную залежь в сравнительно небольшие сроки. В то же время А.А. Ализаде, А.Д. Амиров, А.М. Пирвердян считают, что на эти процессы потребуется несколько миллионов лет [1].

Достаточно большое внимание по изучению физико-химических микропроцессов в нефтегазоносных пластах уделялось в работах такими учеными как Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. и др. На основе решения уравнений Швидлера-Леви в одномерной постановке Симкин Э.М. (совместно с В.Е. Влюшиным) проводил компьютерные исследования влияния абсолютной проницаемости, капиллярного давления, фазовых проницаемостей и вязкости нефти на динамическую и статическую гравитационную фильтрацию нефти и воды. Математически была рассчитана зависимость влияния абсолютной проницаемости на продолжительность гравитационного разделения. Результаты выполненных расчетов показывают, что в сравнительно благоприятных условиях, когда толщина пласта не более 25 м, а вязкость нефти не более 50 сП, процесс сегрегации по толщине происходит за время не превышающие 10-15 лет. Однако эти результаты получены лишь расчетным способом и с определенными отступлениями от реальной ситуации в пласте.

С целью получения сведений, подтверждающих возможность перераспределения остаточной нефти в пласте при отсутствии потока фильтрации, проведено несколько серий экспериментальных исследований по моделированию процесса перераспределения нефте- и водонасыщенности нефтяной залежи на насыпных карбонатных моделях пласта Припятского прогиба. Целью лабораторных исследований являлось изучение на насыпных карбонатных моделях, насыщенных нефтью и водой, времени и скорости перераспределения нефте и водонасыщенности, определить на сколько длительный этот процесс в зависимости от пористости модели,

---

*В.П. Чайка, Н.К. Карташ, П.П. Повзжик*

физико-химических свойств флюидов, углов наклона и др. Исследования проводились с помощью стеклянных мерных сосудов в стандартных условиях на насыпных моделях пласта.

В результате проведения опытов на насыпных моделях пласта, выявлено, что во всех цилиндрах произошло перераспределение нефте- и водонасыщенности. Другими словами за счет гравитационных сил из-за разности плотностей нефти и воды произошло перемещение нефти из нижней части стеклянного цилиндра в верхнюю часть, которая до этого была насыщена водой. Время перераспределения насыщенности (замещение воды нефтью) зависит от пористости модели, плотности нефти, вязкости нефти и угла наклона цилиндра (таб. 1).

**Таблица 1.** Исходные параметры насыпных моделей и результаты экспериментов

Параметры	Ед. изм.	Эксперимент № 1	Эксперимент № 2	Эксперимент № 3	Эксперимент № 4	Эксперимент № 5	Эксперимент № 6
Размер фракции	мм	0.1–0.25	0.1–0.25	0.25–0.5	0.25–0.5	0.25–0.5	0.25–0.5
Пористость	%	32	32	40	40	40	40
Плотность нефти	кг/м <sup>3</sup>	787	827	810	827	864	827
Вязкость нефти	мПа · с	1.4	23.3	9.1	23.3	57.3	23.3
Плотность воды	кг/м <sup>3</sup>	1195	1195	1195	1195	1195	1195
Вязкость воды	мПа · с	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Угол наклона цилиндра	град.	90	90	90	90	60	60
Время перераспределения насыщенности	сут	6.1	8.3	7.5	7.9	12.1	10.9
Скорость перераспределения насыщенности	м/год	6.58	4.84	5.35	5.08	3.32	3.68

Рассчитанная скорость перераспределения насыщенности по насыпным моделям пласта находится в пределах от 3 до 7 м/год, что сопоставимо с математическими расчетами Симкина Э.М., Еременко Н.А., Желтова Ю.В. При средней мощности пласта 30 метров, время перераспределения насыщенности может составить 5-10 лет.

Проведенные элементарные и очевидные, как кажется на первый взгляд, лабораторные исследования на насыпных моделях пласта являются подтверждением того, что после разработки и обводнения карбонатных коллекторов спустя незначительное время происходит перераспределение насыщенности в пласте, и служит основанием для повторной разработки месторождения.

Однако надо отметить, что в данных экспериментах не учтена сложная структура пористой среды карбонатного керна, а именно вторичная емкость коллектора с развитой сетью макро- и микротрещин, поскольку насыпные модели обладают однородными свойствами. Поэтому, для учета полной емкостной структуры карбонатного коллектора проведены два эксперимента на фильтрационной установке по вытеснению нефти водой на естественных составных образцах керна Ново-Давыдовского и Котельниковского месторождений Припятского прогиба.

Для лабораторных исследований использовались цилиндрические образцы керна диаметром 30 мм, высверленные параллельно напластованию пород, экстракционным методом очищались от асфальто-смолистых веществ и минеральных солей и высушивались до постоянного веса при температуре  $102\pm 105^{\circ}\text{C}$ .

В образцах методом центрифугирования создавалась остаточная водонасыщенность, после чего под вакуумом производилось их донасыщение углеводородной фазой. Компоновка составной модели проводилась таким образом, что проницаемость единичных образцов керна убывала по направлению движения вытесняющего агента, при этом коэффициенты проницаемости первого и последнего образцов керна отличались не более чем в три раза.

После сборки кернодержателя в модели пласта задавались термобарические условия, при которых она выдерживается в течение 16 часов.

При проведении исследований по вытеснению нефти в обязательном порядке фиксировалось давление начала фильтрации нефти и объём безводной нефти. В последующем замеры производились каждый час. Вытеснение продолжалось до полного обводнения выходящей жидкости.

Затем вытеснение временно прекращалось, модель оставалась в статическом состоянии в условиях отсутствия движения (фильтрации) флюидов в градиентном поле и выдерживалась на протяжении 2 суток при термобарических условиях.

После повторного возобновления процесса вытеснения и полного обводнения выходящей жидкости по количеству дополнительно извлечённой из модели пласта нефти рассчитывался прирост коэффициента вытеснения. Кроме того, параллельно вытеснению проводились исследования по установлению зависимостей фазовых проницаемостей от водонасыщенности коллектора.

Анализ проведенных экспериментов показывает, что коэффициент вытеснения модели № 1 за безводный период составил 38,5%, конечный – 41,2%. После выдержки модели в течение двух суток при термобарических условиях и дальнейшем вытеснении прирост коэффициента вытеснения составил 3,9%, конечное значение  $K_{\text{выт}}$  – 45,1%. Остаточная нефтенасыщенность после выдержки модели и повторной прокачки снизилась на 3,5%. Аналогичные результаты были получены и по модели № 2.

Таким образом, можно констатировать тот факт, что после полного обводнения в условиях отсутствия фильтрации происходит перераспределение нефти и водонасыщенности, что позволяет после возобновления вытеснения получить прирост конечного значения коэффициента вытеснения нефти, снижение остаточной нефтенасыщенности и увеличения фазовой проницаемости по нефти.

Результаты проведенных расчетов с использованием математических моделей на основе программного продукта Eclipse-100 подтверждают факт перераспределения нефтенасыщенности в обводненных карбонатных коллекторах спустя определенное время нахождения скважин в бездействии в условиях отсутствия движения (фильтрации). Данные расчеты так же свидетельствуют о потенциальных возможностях повторной разработки нефтяных залежей в приемлемые сроки, при этом добыча нефти за период вторичной разработки может достигать 30% первоначальной добычи.

Расчеты проведены для пластовой залежи нефти Летешинского месторождения и массивной залежей нефти Ново-Кореневского месторождения.

Результаты математического моделирования показывают, что активность гравитационной сегрегации наблюдается в первые годы останковки залежи (5-10 лет), а в дальнейшем изменение средней нефтенасыщенности пласта происходит более медленными темпами. Степень обводненности добывающих скважин вводимых в повторную эксплуатацию, и как следствие, величина добычи нефти за период вторичной разработки находятся в зависимости от параметров пластовой нефти и воды, а также от фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

Анализ существующих методов воздействия [3], показывает, что имеется возможность оптимизации длительности простоя скважин после обводнения в соответствии с различными геолого-физическими условиями. Применение эффективных методов воздействия на коллектор (вибросейсмическое, электрическим током, закачка растворителей) позволит увеличить скорость перераспределения нефтенасыщенности в обводненных пластах, что приведет к повышению технико-экономической эффективности разработки залежей нефти.

Таким образом, теоретические данные, геолого-промысловые факты, математическое моделирование, а также экспериментальные исследования на карбонатном керне, подтверждают мысль о подвижности остаточной нефти в обводненных пластах, и как казалось бы на первый взгляд, неперспективный возврат с повторной разработкой к старым и заброшенным скважинам и месторождениям спустя 5-10 лет, может привести к весьма положительным результатам виде дополнительной добычи нефти, причем не требуется больших вложений, поскольку скважины расположены в старых обустроенных и освоенных нефтедобывающих регионах.

## Литература

- [1] Еременко Н.А., Желтов Ю.В., Рыжик В.М. и др. – Извлечение нефти из выработанных залежей после их переформирования. Нефтепромысловое дело, Москва: ВНИИОЭНГ, № 10, 1978
- [2] Михайлов Н.Н. – Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. Москва: Недра, 1992
- [3] Симкин Э.М. – Решение проблемы переформирования нефтяных залежей, разработка которых закончилась в результате обводнения. Междунар. научн. симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» (18-19 сент. 2007 г.), материалы: в 2-х т., ОАО «ВНИИнефть», М., т. 2, сс. 16-23, 2007
- [4] Халимов Э.М., Лозин Е.В., Лисовский Н.Н., Габитов Г.Х. – Вторичная разработка нефтяных месторождений. Санкт-Петербург: Недра, с. 362, 2006

ABSTRACT: Taking into consideration continuous reserve structure degradation, difficult extracted reserves annual increasing, it is necessary to examine more thoroughly the mechanics of formation fluids moving, especially after active development termination. One of the main tasks of modern oil and gas producing complex is to work with discovered and developed oilfield with residual formation reserves, and to look for the new ways of their development. Studying this problem, it was gathered an extensive amount of geologic field

information of Byelorussian, Russian and other countries oilfields, that prove perceptiveness of abandoned flooded wells and fields retuning with their further secondary development. To prove the possibility of residual oil reserves redistribution in the formation, there were performed several tests with carbonate core samples in oil reservoir bedding structure with the help of sand packed tubes and filtration manifold in water-oil displacement, and also mathematic simulation method of water-oil saturation redistribution process.