

УДК 622.276.344(476)

ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ С ОРГАНИЗАЦИЕЙ ПРОТИВОТОЧНОЙ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКИ

Г. П. ПОВЖИК¹, П. П. ПОВЖИК², Н. А. ДЕМЯНЕНКО³¹«БН – Научно-технический центр»*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Тюмень,
Российская Федерация*²РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель³Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Аннотация. В настоящее время основные нефтяные месторождения Припятского прогиба Республики Беларусь находятся на завершающих стадиях разработки, для которых характерна высокая степень выработки запасов (70–90 %) и обводненность добываемой продукции (до 80–90 %). Около 70 % остаточных извлекаемых запасов нефти относится к категории трудноизвлекаемых. Показано, что наличие значительного объема углеводородов в нетрадиционных карбонатных коллекторах определяет перспективы для наращивания ресурсной базы региона за счет разработки новых подходов к разработке и внедрению новых технологий повышения эффективности выработки сконцентрированных в них запасов.

Анализ литературных источников позволил определить факторы, которые могут повысить эффективность повышения нефтеотдачи в залежах с нетрадиционными коллекторами за счет противоточной капиллярной пропитки при внедрении технологии Huff and Puff. Установлено, что наиболее значимыми факторами, определяющими эффективность процесса противоточной капиллярной пропитки, являются капиллярное давление, связанное с поверхностным натяжением и смачиваемостью на границе фаз, проницаемость и пористость среды, начальная водонасыщенность среды. Отмечено, что управляемыми факторами являются капиллярное давление (поверхностное натяжение и угол смачиваемости), состав и подвижность смачивающей фазы (минерализация, вязкость).

Ключевые слова: нетрадиционный коллектор, факторы, ультранизкая проницаемость, противоточная капиллярная пропитка, капиллярно-напорный режим вытеснения, нефтеотдача, технология Huff and Puff.

Для цитирования. Повжик, Г. П. Исследование факторов, определяющих эффективность повышения нефтеотдачи с организацией противоточной капиллярной пропитки / Г. П. Повжик, П. П. Повжик, Н. А. Демьяненко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 93–105.

INVESTIGATION OF FACTORS DETERMINING THE EFFICIENCY OF ENHANCED OIL RECOVERY WITH THE ORGANIZATION OF COUNTERCURRENT CAPILLARY IMBIBITION

G. P. POVZHNIK¹, P. P. POVZHNIK², N. A. DEMYANENKO³¹“BN – Scientific and Technical Center”*RUE “Production Association “Belorusneft”, Tyumen, Russian Federation*²RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel³Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus

Annotation. Currently, the main oil fields of the Pripyat trough of the Republic of Belarus are in the final stages of development, which are characterized by a high degree of reserve depletion (70–90 %) and waterlogging of the

produced products (up to 80–90 %). About 70 % of the remaining recoverable oil reserves are classified as difficult to recover. It is shown that the presence of a significant volume of hydrocarbons in unconventional carbonate reservoirs determines the prospects for increasing the resource base of the region through the development of new approaches to the development and implementation of new technologies to increase the efficiency of the production of reserves concentrated in them. The analysis of literature sources allowed us to identify factors that can increase the efficiency of enhanced oil recovery in deposits with unconventional reservoirs due to countercurrent capillary impregnation when implementing the Huff and Puff technology. It has been established that the most significant factors determining the effectiveness of the countercurrent capillary impregnation process are: capillary pressure associated with surface tension and wettability at the phase boundary; permeability and porosity of the medium; initial water saturation of the medium. The controlled factors are capillary pressure (surface tension and wettability angle), composition and mobility of the wetting phase (mineralization, viscosity).

Keywords: unconventional collector, factors, ultra-low permeability, countercurrent capillary impregnation, capillary-pressure displacement mode, oil recovery, Huff and Puff technology.

For citation. Povzhik G. P., Povzhik P. P., Demyanenko N. A. Investigation of factors determining the efficiency of enhanced oil recovery with the organization of countercurrent capillary imbibition. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 93–105 (in Russian).

Введение. В качестве первоочередного объекта для отработки, опробования и внедрения технологий освоения залежей нефти в нетрадиционных коллекторах путем бурения горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) были выбраны I–III пачки межсолевой залежи Речицкого месторождения, которая хорошо изучена бурением. Отложения I–III пачек межсолевого комплекса в пределах Речицкого месторождения вскрыты 135 транзитными скважинами и являются перспективными с точки зрения объемов запасов нефти и их освоения. Полученные первые промышленные притоки углеводородов из нетрадиционных коллекторов с применением традиционных технологий показали, что требуются новые подходы для рентабельного освоения и разработки данных запасов углеводородов [1].

Нетрадиционная залежь петриковско-елецких отложений I–III пачек выделена в самостоятельный объект разработки. В настоящее время залежь разбурена несколькими десятками скважин (более 50 скважин) с заканчиванием их горизонтальными стволами с многостадийным многокластерным ГРП по технологии Plug&Perf. Длина горизонтальных окончаний в пределах целевого объекта составляет от 482 до 2318 м, количество кластеров ГРП – от 5 до 96. Скважины вступали в эксплуатацию с дебитами жидкости и нефти в течение первого полного календарного месяца эксплуатации – 13,2–275,7 и 1,6–165,5 м³/сут соответственно [2].

В процессе эксплуатации скважин уже в течение первого года установлено снижение давления на приеме насосов и динамических уровней. В связи со снижением пластового давления, давлений на приеме электроцентробежного насоса (ЭЦН) снижаются и дебиты жидкости и нефти. На основании изучения зарубежного опыта разработки нетрадиционных коллекторов было сделано предположение, что организация системы поддержания пластового давления (ППД) позволит увеличить дебиты скважин, рентабельный период эксплуатации скважин, коэффициент извлечения нефти (КИН) и суммарные отборы нефти [3].

Для организации системы ППД проведены лабораторные исследования по подбору эффективных систем вытеснения. Для перспективных систем вытеснения выполнены фильтрационные эксперименты по вытеснению на керновых моделях.

В результате выполненных фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти на керновых моделях нетрадиционных коллекторов I–III пачек межсолевых отложений Речицкого нефтяного месторождения различными вытесняющими системами установлены очень высокие как начальные, так и конечные градиенты фильтрации, которые не достижимы в пластовых условиях. По результатам фильтрационных экспериментов сделано заключение, что разработка этой залежи с применением традиционной технологии путем вытеснения нефти закачкой вытесняющих системы в на-

гнетательные скважины невозможна [4]. Промысловый эксперимент по вытеснению нефти на одном из участков I–III пачек межсоловых отложений подтвердил этот вывод.

Альтернативной технологией повышения нефтеотдачи в этих условиях может быть технология Huff and Puff (технология «отбор–закачка»), эффективность которой определяется эффективностью вытеснения нефти вытесняющими системами путем противоточной капиллярной пропитки.

Цель работы. Для разработки программы опытно-промысловых работ по повышению выработки запасов с применением технологии «Huff and Puff» по литературным источникам выполнить исследование доминирующих факторов, определяющих эффективность повышения нефтеотдачи с организацией противоточной капиллярной пропитки.

Влияние волновых процессов на эффективность вытеснения флюидов капиллярной пропиткой. Участок залежи представленной нетрадиционным коллектором вокруг горизонтальной скважины с многозонным ГРП можно рассматривать как объект с высокой фильтрационной неоднородностью, где трещины имеют высокую, а блоки между ними весьма низкую проницаемость.

В неоднородных по проницаемости пластах возможны ситуации, когда при вытеснении не смешивающихся жидкостей влияние капиллярных сил на процесс вытеснения оказывается детерминирующим. Как правило, данный процесс происходит медленно и самопроизвольно. Применение импульсной закачки воды в пласт способствует ускорению протекания данного процесса [5]. Во время цикла повышения давления нефть, находящаяся в пористых блоках, линзах или прослоях, сжимается и в них входит вода. При цикле же понижения давления содержимое пласта расширяется, но вода удерживается капиллярными силами в тех неоднородностях, в которые она проникла, а нефть выходит из блоков в высокопроницаемые зоны.

Выявлено, что наибольший эффект интенсификации фильтрационных процессов в пласте реализуется на определенных частотах и при амплитудах колебаний, а именно – в области существования устойчивого резонанса. Меньшие частоты колебаний обеспечивают максимальную амплитуду колебаний, а на более высоких частотах поглощение энергии усиливается интервалом перфорации [6].

Для импульсной закачки жидкости при вытеснении нефти необходимо выбирать параболический закон формирования волны, что убедительно подтверждают и лабораторные исследования. Это обеспечивает повышение эффективности и ускорение капиллярной пропитки нефтенасыщенных блоков и позволит значительно уменьшить остаточную нефтенасыщенность углеводородной залежи [5, 7].

По результатам выполненных исследований капиллярной пропитки автором [8] отмечено три важных момента:

1. При противоточной капиллярной пропитке образца с проницаемостью $0,611 \text{ мкм}^2$ и пористостью $0,225$ коэффициент вытеснения в течение 12 сут достиг 40 %. Последующее упругое воздействие не вызвало дополнительной пропитки. Образец с проницаемостью $0,035 \text{ мкм}^2$ и пористостью $0,208$ в течение первых 4 сут показал нулевую пропитку.

2. Упругое воздействие инициировало процесс пропитки, но только в первые часы. Следующая инициация пропитки была зафиксирована только спустя сутки. Проведенный цикл упругого воздействия позволил достичь коэффициента вытеснения 30 %.

3. Два одинаковых образца с проницаемостью приблизительно $0,001 \text{ мкм}^2$ и пористостью $0,16$ первоначально были насыщены керосином (вязкость – $2,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$) и нефтью (вязкость $5,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$). Коэффициент капиллярного вытеснения нефти через 200 ч достиг 28 %, последующее циклическое упругое воздействие увеличило его до 33 %.

Исследованиями процессов фильтрации жидкости в насыщенной поровой среде при воздействии на нее негармоническими акустическими колебаниями [9] установлено:

1. Снижение критического градиента давления начала фильтрации до 15 %, при этом наблюдается обратно-пропорциональная зависимость эффекта снижения от абсолютной проницаемости исследованных образцов керна.

2. Повышение коэффициента подвижности (k/μ) при фильтрации воды через образцы керна: в среднем на 19 % – для низкопроницаемых образцов; в среднем на 6 % – для высокопроницаемых образцов.

3. Повышение коэффициента вытеснения модели нефти водой – в среднем на 9 %.

4. Изменение амплитуды и частоты внутрискважинных акустических излучателей дает возможность обеспечить максимальную эффективность воздействия в заданной области пласта с невыработанными запасами нефти.

Широкий спектр проведенных различными авторами лабораторных исследований на модели нефтенасыщенного пласта в поле упругих низкочастотных колебаний (1–50 Гц) позволяет сделать следующие выводы:

– присутствие акустического поля способствует повышению капиллярного давления, что, в свою очередь, способствует снижению водонасыщенности;

– акустическое поле низкой частоты способствует внутривластовому разгазированию нефти в степени, зависящей от амплитуды колебаний и давления насыщения;

– колебательное движение способствует восстановлению связности и фильтрационного течения остаточной фазы.

Моделирование [9] акустического воздействия на пласт на геолого-гидродинамической модели для низкопроницаемого, с проницаемостью $\sim 0,004$ мкм², участка залежи АС месторождения Н, расположенного в Западной Сибири, показало, что с ростом частоты колебаний наблюдается заметное ослабление акустического поля в пласте. Области усиления колебательного поля становятся менее выраженными, а значит, градиент давления в этих областях будет не столь значителен. Максимальное воздействие на пласт осуществляется при следующих характеристиках внутрискважинных источников акустических волн: амплитуда – 1,0 МПа, частота источников – 22,1 Гц.

Данные [9] исследования, проведенного учеными Я. М. Бажалуком, О. М. Карпаш, Я. Д. Клымышиным, А. М. Гутаком и М. В. Худиным из Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа, говорят о том, что наиболее эффективным воздействием на пласты являются импульсы давления с частотой в диапазоне от 1 до 50 Гц при интенсивности колебаний на входе в пласт от 1,2 Вт/см² для обеспечения повышения фильтрационных характеристик нефти на расстоянии не менее 100 м от скважины, из которой проводится излучение.

Исследуя процессы волнового воздействия на пласт через горизонтальные скважины, автор [10] экспериментально установил, что при определенных условиях участок перфорированной обсадной колонны в горизонтальных скважинах ведет себя как колебательная система, способствующая увеличению амплитуды возбуждаемых колебаний на частотах, близких к частоте собственных колебаний. Продуктивный пласт, ограниченный вышележащими и нижележащими породами, кровлей и подошвой, представляет собой волновод с характеристикой, определяемой толщиной и акустическими свойствами пласта, его кровли и подошвы. Горизонтальная скважина в пласте является линейным источником волновой энергии. Длина горизонтальной скважины, как один из параметров, характеризующих объем пласта, не может быть произвольной. Она должна быть кратна целому числу волн, и зависит от частоты собственных колебаний пласта и спектра частот упругих волн, распространяющихся вдоль скважины.

На основе проведенного исследования [10] разработаны рекомендации по обеспечению максимального эффекта от волнового воздействия на пласт:

1. Для достижения максимального эффекта воздействие на пласт должно осуществляться с помощью упругих волн в определенном диапазоне значений частот (для Мордово-Кармальского месторождения – 50–3000 Гц).

2. Выбор оптимальных значений частоты вынужденных колебаний, генерируемых излучателем в скважине, определяется с учетом геолого-физических свойств пласта, состава и теплофизических свойств нагнетаемого агента, а также геометрических характеристик перфорированной части обсадной колонны горизонтальной скважины.

3. При разработке и создании устройства для генерации волн (излучателя колебаний давления) необходимо обеспечить максимально возможное значение амплитуды колебаний.

4. При бурении горизонтальной скважины длина горизонтального участка определяется из условия обеспечения резонансных колебаний давления в пространстве, ограниченном обсадной колонной, излучателем и дном обсадной колонны. В случае несовпадения длины пробуренной скважины с рекомендуемой режим резонанса достигается изменением места размещения излучателя по длине горизонтального ствола.

Длительность и скорость процессов капиллярной пропитки. Специально проведенные исследования показали, что для заметного изменения насыщенности за счет капиллярной пропитки необходимо время от нескольких месяцев до нескольких лет [11].

Исследования процесса капиллярной пропитки околостволовой зоны пласта при вытеснении нефти фильтратом бурового раствора в процессе бурения скважин [12] проводились по параметрам «прирост веса образца» – «время стабилизации процесса пропитки». Автором [12] установлено: чем выше проницаемость, тем быстрее происходит стабилизация, поскольку поровые каналы быстрее заполняются фильтратом бурового раствора. А при снижении проницаемости этот процесс занимает больше времени, так как при снижении проницаемости снижается средний радиус поровых каналов, что приводит к увеличению капиллярного давления. Чем меньше радиус поровых каналов, тем выше гидравлические сопротивления, ограничивающие скорость пропитки. При пропитке водой стабилизация происходит быстрее, чем при пропитке фильтратом бурового раствора, содержащим поверхностно-активные вещества (ПАВ).

По результатам измерения параметров процесса самопроизвольной капиллярной пропитки [12] сделаны следующие выводы:

1. В газонасыщенном гидрофильном коллекторе процесс самопроизвольного капиллярного впитывания оказывает существенное воздействие на формирование зоны проникновения при его проницаемости до $0,1 \text{ мкм}^2$ и водонасыщенности до 20 %. Максимальная скорость продвижения фронта пропитки может превышать 200 см/сут.

2. Для газонасыщенных гидрофильных пластов величина скорости капиллярной пропитки может в 7 раз превышать скорость движения фильтрата под воздействием гидродинамических сил.

3. Для нефтенасыщенных гидрофобных коллекторов скорость самопроизвольной капиллярной пропитки в 200 раз меньше, чем скорость движения фильтрата под воздействием гидродинамических сил.

4. В насыщенных моделью нефти образцах процесс самопроизвольной капиллярной пропитки существенно замедляется, но не прекращается полностью. Средняя скорость продвижения фронта пропитки находилась на уровне 1 см/сут.

5. Введение ПАВ (Safe-Surf WN) в буровой раствор ведет к снижению межфазного натяжения, что приводит к снижению капиллярного давления и скорости проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.

Эксперименты по исследованию скорости капиллярной пропитки [13] проводи-

лись на стеклянных трубках длиной 37 см и диаметром 4,7 см, набитых стеклянным порошком. Проницаемость моделей – 1,0–1,5 мкм². Эксперименты проводились на модели нефти с различным соотношением вязкости нефти и воды ($M = \mu_2/\mu_1 = 2,0\text{--}20,0$). Соотношение M составляет 2,5, 5,3, 8,0, 14,0, 19,0. В результате установлено, что скорость пропитки тем выше, чем меньше значение M .

В работе [8] приведены результаты кривых капиллярной пропитки двух образцов керна пласта Д₁ Хасырейского месторождения и одного образца керна пласта БС₁₀ Ефремовского месторождения. Породы пласта Д₁ преимущественно гидрофобные, породы пласта БС₁₀ преимущественно гидрофильные, что отразилось на величинах предельного коэффициента капиллярного вытеснения – для двух первых образцов через месяц пропитки коэффициенты вытеснения достигли 0,022 и 0,066; для третьего – пропитка началась уже в первые сутки и за 15 сут предельный коэффициент вытеснения достиг 0,3. По результатам экспериментов [8] построены кривые самопроизвольного капиллярного вытеснения воздуха водой в координатах «текущая водонасыщенность – время пропитки». На начальной стадии пропитки (примерно 10–100 ч) кривая имеет S-образную форму, наблюдаемую в большинстве известных аналогичных экспериментов. При продолжении эксперимента (до 1000 ч) форма кривой меняется и становится скорее N-образной. На заключительной стадии отмечается устойчивый рост насыщенности водой к максимально возможной, равной 1.

Проведенные [8] эксперименты продемонстрировали нелинейное развитие процесса противоточной капиллярной пропитки – после временной стадии резкого замедления скорости пропитки и кажущегося выхода предельной насыщенности на асимптоту «неожиданно» может начаться новое увеличение скорости пропитки и дальнейшее развитие процесса.

Силы, влияющие на эффективность капиллярной пропитки. Для случая вытеснения нефти водой автор [14] предлагает условно разделить все литотипы пород на две среды: промываемая и пропитываемая (проводящая и подпитываемая). Первая среда представляет собой поры и пропластки, в которых вытеснение нефти происходит преимущественно под действием градиента давления. Во второй – под действием капиллярных сил. Первая представляет собой наиболее проницаемые разности с наиболее крупными порами, что обеспечивает хорошую их промываемость и слабое влияние капиллярных сил. Вторая – представлена низкопроницаемыми неоднородностями, в силу чего потоки воды их огибают, однако из-за малого размера пор в них развиты капиллярные процессы.

Автором [14] сделан вывод о преобладающей роли капиллярных сил при вытеснении нефти водой на микроуровне, в то время как гидродинамический градиент давления обеспечивает транспортировку этой нефти к стволам добывающих скважин.

Для повышения энергоэффективности вытеснения нефти водой за счет наиболее полного использования потенциалов капиллярных сил автор [14] сформулировал оптимальный режим разработки, который должен обеспечивать:

1. Накопление нефти в промываемой среде, достаточное для ее фильтрации.
2. Своевременный вынос нефти, перемещенной миграционными и немиграционными перетоками.
3. Достаточный подвод воды для поддержания капиллярных процессов в пропитываемой среде.
4. Градиент давления, обеспечивающий проталкивание капель нефти через горловины промываемых пор.

На образцах керна с естественной нефтенасыщенностью [15] был реализован процесс капиллярной пропитки путем погружения нефтенасыщенных образцов в емкость с моделью вытесняющего агента. Динамика насыщения определялась путем периодического взвешивания образца. Капиллярное вытеснение проводилось при пла-

стовой температуре до стабилизации гидростатического веса (отсутствия изменений в течение 24 ч), после чего определялось значение коэффициента остаточной нефтенасыщенности (Кон) при пропитке. Средняя продолжительность капиллярного впитывания для каждого исследованного образца составляла 20–25 сут. Результаты экспериментов показали очень низкие значения коэффициентов вытеснения за счет капиллярной пропитки: не более 4–13 % начальной нефтенасыщенности, что характерно для гидрофобного коллектора. После помещения образцов керна в фильтрационную установку и при ступенчатом увеличении скорости фильтрации (перепада давления) коэффициент вытеснения возрастает. На этом этапе наблюдается капиллярно-напорный режим вытеснения, при котором влияние гидродинамических сил становится соизмеримо с влиянием капиллярных сил. Увеличение скорости фильтрации закачиваемого агента повышает локальный перепад давления. Вода начинает поступать в более мелкие поры и вытеснять из них нефть. За счет капиллярно-напорного режима вытеснения коэффициент вытеснения достигает 45–70 %.

Доказано, что капиллярные движения нефти и воды в пористой среде обуславливается не только природными физико-геологическими свойствами системы «нефть – вода – порода», но и внешними факторами – величиной давления, скоростью фильтрации, температурой и др. [16, 17]. Поэтому механизм и активность капиллярных процессов при заводнении нефтеносных пластов могут изменяться и регулироваться. Наиболее доступным средством воздействия на капиллярные процессы в реальных условиях является регулирование таких факторов, как давление и скорость фильтрации, которые поддаются изменению обычными промысловыми средствами.

При благоприятных условиях пропитка может быть достаточно существенной и глубокой. Авторы работы [18] отмечают, что в реальных условиях вытеснения нефти водой из пористой среды капиллярным явлениям свойственна одна общая черта. Эти процессы протекают при избыточном в водонасыщенной части коллектора или неустановившемся (иногда переменном по знаку) давлении. Именно эти условия, по мнению авторов, в пористой среде являются благоприятными для активизации капиллярной пропитки. Нестационарность состояния в пустотном пространстве карбонатного коллектора или избыточное давление в его водонасыщенной части, созданное искусственно, при нагнетании и представляет дополнительную внешнюю энергию, необходимую для преодоления менисками так называемых равновесных высот (препятствующих менисковому вытеснению нефти водой из пористой среды) и инверсии смачиваемости ее гидрофобных участков.

В реальных нефтеносных пластах, обладающих слоистой макронеоднородностью и неоднородностью внутренней структуры пористой среды, происходят капиллярные процессы, направленные на повышение водонасыщенности нефтенасыщенных слоев и увеличение нефтенасыщенности заводненных слоев. Эти процессы сопровождаются встречным движением (противотоками) нефти и воды за счет внутренней энергии пластов. Однако при стационарных условиях в пустотной среде пласта возможности самопроизвольной капиллярной пропитки в послойно заводненных слоях весьма ограничены. Чтобы капиллярные процессы при заводнении пластов имели практическое значение и способствовали повышению охвата пластов заводнением, требуются определенные технологические условия разработки и мероприятия по их регулированию [19]. Для повышения гидрофильности пластов, усиления капиллярного вытеснения нефти водой из слабопроницаемых слоев и зон в заводненные высокопроницаемые, для повышения коэффициента вытеснения и коэффициента охвата заводнением неоднородных пластов необходимо увеличивать скорости движения жидкости и создавать перепад давления в нефтенасыщенной части пластов или избыточное давление

в водонасыщенной части. На практике эти условия осуществимы при импульсном воздействии на пустотную среду или при циклической закачке воды в пласт.

Выполненные теоретические исследования и представление о механизме капиллярной пропитки позволили предложить способ воздействия на остаточные запасы высоковязких нефтей карбонатных коллекторов при эксплуатации залежей, имеющих низкое (менее 2,5 МПа) пластовое давление. Способ увеличения продуктивности добывающих скважин основан на периодическом нагнетании в них водно-солевого раствора. Для нагнетания используют добывающие скважины, характеризующиеся снизившейся продуктивностью. Величина давления в призабойной и удаленной зонах продуктивного пласта, эксплуатируемых выбранными скважинами, как правило, значительно ниже начальных пластовых значений. Скважины временно выводят из добывающего фонда и переводят их в категорию нагнетательных. Закачку водно-солевого раствора (рабочего агента) в скважины производят при постепенном увеличении давления нагнетания до величины, превосходящей в два раза текущее пластовое (на момент перевода скважины в нагнетательные). Двукратное превышение создает благоприятные условия для механизма обмена флюидами пористых блоков и каналов и исключает возможность прорыва закачиваемой жидкости в соседние скважины. Объем закачиваемого рабочего агента равен величине объема извлеченной из скважины жидкости за весь период разработки до перевода ее в нагнетательные. После закачки всего объема рабочего агента нагнетание прекращают, а скважину переводят вновь под добычу. В качестве закачиваемого рабочего агента может быть использована подтоварная вода.

При заводнении гидрофильных коллекторов, т. е. при двухфазном характере фильтрационных процессов в пластах, массообмен между блоками и трещинами в трещинно-поровом коллекторе происходит вследствие действия капиллярных сил или, другими словами, за счет вытеснения нефти из блоков породы при их пропитке водой из системы трещин. В то же время при заводнении гидрофобных трещиновато-пористых пород, к которым относится большинство карбонатных коллекторов, капиллярная пропитка происходит в обратном направлении – нефть из трещин впитывается в гидрофобные блоки породы, вытесняя из них воду, т. е. капиллярной пропиткой водой гидрофобных блоков невозможно описать процесс вытеснения из них нефти закачиваемой в пласт водой. Отсюда следует, что при описании достаточно длительных по времени процессов вытеснения нефти из гидрофобных блоков породы при заводнении карбонатных коллекторов, когда давление внутри блоков и трещин становится практически одинаковым и, кроме того, капиллярные силы препятствуют процессам нефтевытеснения из блоков породы, основным фактором, обуславливающим процесс нефтевытеснения, необходимо считать действие вытесняющего градиента давления в пласте. При этом важно учитывать, что на границах блоков породы, т. е. в ее трещинном пространстве, величина капиллярных сил существенно меньше, чем внутри низкопроницаемых блоков, что приводит к проявлению так называемых концевых капиллярных эффектов на входе и выходе потоков флюидов из блока породы. Эти эффекты выражаются, во-первых, в увеличении сопротивления фильтрационному движению двухфазного флюида через блоки породы вследствие формирования зоны капиллярной пропитки на выходе из блока породы. Во-вторых, на поздней стадии процессов нефтевытеснения из блоков породы формируется зона капиллярной пропитки, в которой нефть становится неподвижной из-за действия капиллярных сил, что увеличивает остаточную нефтенасыщенность при заводнении гидрофобных карбонатных коллекторов. При этом важно отметить, что действие концевых капиллярных эффектов на фильтрационные характеристики трещиновато-пористой породы снижается при увеличении градиента вытесняющего давления.

Влияние смачиваемости пород на капиллярное вытеснение нефти. Факторы, влияющие на кинетику капиллярного впитывания воды коллектором, многочисленны. Наиболее значимые из них: капиллярное давление, связанное с поверхностным натяжением и смачиваемостью на границе фаз; проницаемость и пористость среды; начальная водонасыщенность среды. Управляемыми факторами являются капиллярное давление (поверхностное натяжение и угол смачиваемости), состав и подвижность смачивающей фазы (минерализация, вязкость).

Смачиваемость определяет знак капиллярного давления на контакте воды и углеводородов: в гидрофильной поровой среде он – положительный, а в гидрофобной – отрицательный. Знак капиллярного давления в сочетании со свойством жидкостей и газов самопроизвольно принимает положение и форму, при которых их поверхностная (капиллярная) энергия достигает минимального значения, приводя к тому, что в гидрофильном коллекторе нефть и газ самопроизвольно стремятся из мелких пор в крупные, а вода предрасположена перемещаться из сравнительно крупных пор и трещин в мелкие. Обратная картина наблюдается в гидрофобном коллекторе. Повышенная степень гидрофильности коллекторов обеспечивает высокую эффективность метода заводнения (системы ППД) при извлечении нефти из недр. В этом случае нагнетаемая в гидрофильный пласт вода с большой силой смачивает поверхность твердой фазы и освобождает даже ту нефть, которая связана с породой силами адгезии, продвигая ее к добывающим скважинам. Разработка залежей в коллекторах с повышенной гидрофильностью с применением системы ППД характеризуется наиболее высокими коэффициентами извлечения нефти.

В своей работе [8] автор приводит результаты исследований (Cuies, Bourbiaux, Kalaudjian, 1990, 1994) по противоточной капиллярной пропитке сильно гидрофильных образцов мела, в которых установлено, что с уменьшением коэффициента поверхностного натяжения скорость пропитки уменьшается, но эффективность вытеснения становится выше. Предполагается, что это связано с увеличением потенциала мобилизации отдельных нефтяных ганглий (капли остаточной нефти, капиллярно-защемленные в порах подземных геологических формаций).

Заключение. На основании проведенных исследований установлено:

1. Участок залежи вокруг горизонтальной скважины с многозонным ГРП, представленный нетрадиционным коллектором, можно рассматривать как объект с высокой фильтрационной неоднородностью, где трещины имеют высокую, а блоки между ними весьма низкую проницаемость. При этом импульсная закачки воды в пласт и волновое воздействие на него способствует ускорению протекания процесса капиллярной пропитки в блоках матрицы. Наибольший эффект интенсификации фильтрационных процессов в пласте реализуется на определенных частотах и при амплитудах колебаний в области существования устойчивого резонанса с пластовой системой. Для импульсной закачки жидкости при вытеснении нефти необходимо выбирать параболический закон формирования волны. Это обеспечивает повышение эффективности и ускорение капиллярной пропитки нефтенасыщенных блоков.

Для достижения максимального эффекта воздействие на пласт должно осуществляться с помощью упругих волн в низкочастотном диапазоне (1–50 Гц). Выбор оптимальных значений частоты колебаний, генерируемых излучателем в скважине, определяется с учетом геолого-физических свойств пласта, состава и теплофизических свойств нагнетаемого агента, а также геометрических характеристик перфорированной части обсадной колонны горизонтальной скважины.

Горизонтальная скважина в пласте является линейным источником волновой энергии. Длина горизонтальной скважины, как один из параметров, характеризующих объем пласта, не может быть произвольной. Она должна быть кратна целому числу

волн и зависит от частоты собственных колебаний пласта и спектра частот упругих волн, распространяющихся вдоль ствола скважины. При бурении горизонтальной скважины длина горизонтального участка определяется из условия обеспечения резонансных колебаний давления в пространстве, ограниченном обсадной колонной, излучателем и дном обсадной колонны. В случае несовпадения длины пробуренной скважины с рекомендуемой режим резонанса достигается изменением места размещения излучателя по длине горизонтального ствола.

2. Для заметного изменения насыщенности за счет капиллярной пропитки необходимо время – от нескольких месяцев до нескольких лет.

В газонасыщенном гидрофильном коллекторе максимальная скорость продвижения фронта пропитки может превышать 200 см/сут. Для нефтенасыщенных гидрофобных коллекторов скорость самопроизвольной капиллярной пропитки – в 200 раз меньше, чем скорость движения вытесняющего агента под воздействием гидродинамических сил. Средняя скорость продвижения фронта пропитки находилась на уровне 1 см/сут.

Скорость пропитки тем выше, чем меньше значение соотношения между вязкостью нефти и воды.

Процесс противоточной капиллярной пропитки может иметь нелинейный характер – после временной стадии резкого замедления скорости пропитки и кажущегося выхода предельной насыщенности на асимптоту «неожиданно» может начаться новое увеличение скорости пропитки и дальнейшее развитие процесса.

3. Повышение энергоэффективности вытеснения нефти водой за счет наиболее полного использования потенциалов капиллярных сил может быть обеспечено за счет: накопления нефти в промываемой среде, достаточной для ее фильтрации; своевременного выноса нефти, перемещенной миграционными и немиграционными потоками; достаточного подвода воды для поддержания капиллярных процессов в пропитываемой среде; градиентов давления, обеспечивающих проталкивание капель нефти через горловины промываемых пор.

4. Механизм и активность капиллярных процессов при заводнении нефтеносных пластов могут изменяться и регулироваться. Наиболее доступным средством воздействия на капиллярные процессы в реальных условиях является регулирование таких факторов, как давление и скорость фильтрации, которые поддаются изменению обычными промысловыми средствами.

Для увеличения коэффициентов вытеснения в пористой среде необходимо создавать капиллярно-напорный режим вытеснения, при котором влияние гидродинамических сил становится соизмеримо с влиянием капиллярных сил. Это достигается увеличением скорости фильтрации закачиваемого агента и локального перепада давления. Вода начинает поступать в более мелкие поры и вытеснять из них нефть.

5. Наиболее значимые факторы, определяющие эффективность процесса противоточной капиллярной пропитки: капиллярное давление, связанное с поверхностным натяжением и смачиваемостью на границе фаз; проницаемость и пористость среды; начальная водонасыщенность среды. Управляемыми факторами являются капиллярное давление (поверхностное натяжение и угол смачиваемости), состав и подвижность смачивающей фазы (минерализация, вязкость).

Исследования выполнены в рамках задания ГПНИ «Рациональное природопользование» на 2026–2030 гг., НИР 3 «Изучение нефтепроявлений на недостаточно изученных территориях Припятского прогиба с целью прогнозирования месторождений углеводородов» (номер госрегистрации № ГР 20261696).

Литература

1. Повжик, П. П. Системно-адресный подход к разработке, планированию, и внедрению технологий активизации добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти на месторождениях Припятского прогиба / П. П. Повжик, Н. А. Демяненко. – Минск : Четыре четверти, 2023. – 296 с.
2. Исследование факторов, формирующих приток пластового флюида в горизонтальных скважинах из нетрадиционных коллекторов Припятского прогиба / Г. П. Повжик, П. П. Повжик, И. Ю. Мармылев, Н. А. Демяненко // Инженер-нефтяник. – 2025. – № 2. – С. 14–23.
3. Повжик, Г. П. Стратегия организации системы ППД в условиях нетрадиционного коллектора на примере I–III пачек Речицкого месторождения / Г. П. Повжик, А. А. Тышкевич, А. О. Чекан // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 т. – Минск, 2022. – Т. 1, вып. 10. – 336 с.
4. Исследование эффективности вытесняющих систем для разработки залежей нефти в нетрадиционных коллекторах Припятского прогиба / П. П. Повжик, Н. А. Демяненко, Г. П. Повжик [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2025. – № 3. – С. 10–17.
5. Хабибуллин, М. Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой давления // М. Я. Хабибуллин / Нефтегазовое дело. – 2012. – № 6. – С. 233–242. – URL: <http://www.ogbus.ru> (дата обращения: 20.05.2026).
6. Гатауллин, Р. Н. Интенсификация добычи нефти методами волнового воздействия на продуктивные пласты // Р. Н. Гатауллин, А. И. Кадыров / SOCAR Proceedings. – 2020. – № 2. – С. 78–90.
7. Хабибуллин, М. Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт : дис. ... канд. техн. наук : 05.04.07 / Хабибуллин Марат Яхиевич ; Уфим. гос. нефтян. техн. ун-т. – Тюмень, 2022. – 160 с.
8. Барабанов, В. Л. Эмпирические параметры модели противоточной капиллярной пропитки горных пород // В. Л. Барабанов / Геофизические исследования. – 2014. – Т. 15, № 1. – С. 27–52.
9. Ведменский, А. М. Исследование влияния негармонических колебаний на процесс фильтрации в нефтяном пласте и совершенствование технологии акустического воздействия на область дренирования : дис. ... канд. техн. наук / Ведменский Антон Максимович ; Тюмен. индустр. ун-т. – Тюмень, 2022. – 160 с.
10. Гатауллин, Р. М. Моделирование процесса тепловолнового воздействия на продуктивный пласт в условиях горизонтальных скважин : дис. ... канд. техн. наук / Гатауллин Риф Мударинович : Казан. гос. техн. ун-т им. А. Н. Туполева. – Казань, 2009. – 19 с.
11. Ярмахов, И. Г. Численное исследование процесса формирования зоны проникновения промывочной жидкости / И. Г. Ярмахов // Численные методы в геофизике / И. Г. Ярмахов. – М. : МГУ, 1979. – С. 87–109.
12. Бороздин, С. О. Прогнозирование капиллярного проникновения фильтратов буровых растворов в низкопроницаемый коллектор при вскрытии бурением : дис. ... канд. техн. наук / Бороздин Сергей Олегович ; Федер. гос. автоном. образоват. учреждение высш. образования РГУ нефти и газа (нац. исслед. ун-т) им. И. М. Губкина. – М., 2024. – 121 с.
13. Кисленко, Б. Е. Экспериментальное исследование влияния отношения вязкостей на скорость противоточной капиллярной пропитки пористых сред / Б. Е. Кисленко, В. М. Рыжик // Прикладная механика и техническая физика. – 1967. – № 1. – С. 89–91.
14. Борисов, А. Г. Моделирование капиллярных свойств коллекторов с целью решения промыслово-геологических задач и повышения энергоэффективности вытеснения нефти водой : дис. ... канд. техн. наук / Борисов Александр Григорьевич ; Тюмен. нефтегаз. ун-т. – Тюмень, 2013. – 16 с.
15. Михайлов, Н. Н. Коэффициент вытеснения нефти водой при переменных значениях капиллярного числа / Н. Н. Михайлов, С. В. Мелехин // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 62–66.

16. Викторин, В. Д. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам / В. Д. Викторин, Н. А. Лыков. – М. : Недра, 1980. – 202 с.
17. Хисамутдинов, Н. И. Проблемы сохранения продуктивности скважин и нефтенасыщенных коллекторов в заключительной стадии разработки / Н. И. Хисамутдинов, И. В. Владимиров, Т. Г. Казакова. – СПб. : Недра, 2007. – 232 с.
18. Сургучев, М. Л. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах / М. Л. Сургучев, Ю. В. Желтов, Э. М. Симкин. – М. : Недра, 1984. – 215 с.
19. Повышение эффективности нефтеизвлечения из залежей, представленных карбонатными коллекторами / В. Е. Андреев, А. В. Чибисов, А. П. Чижев [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3 (105). – С. 43–51.

References

1. Povzhik P. P., Demyanenko N. A. *A System-Targeted Approach to the Planning, Development and Implementation of Technologies for Stimulating the Production of Hard-to-Recover and Unconventional Oil Reserves in the Fields of the Pripyat Trough*. Minsk: Chetyre chetverti Publ., 2023. 296 p. (in Russian).
2. Povzhik G. P., Povzhik P. P., Marmylev I. Yu., Demyanenko N. A. Investigation of Factors Governing Reservoir Fluid Inflow into Horizontal Wells from Unconventional Reservoirs of the Pripyat Trough. *Inzhener-neftyanik*, 2025, no. 2, pp. 14–23 (in Russian).
3. Povzhik G. P., Tyshkevich A. A., Chekan A. O. Strategy for Organizing the Reservoir Pressure Maintenance System in Unconventional Reservoir Conditions: A Case Study of Units I–III of the Rechitskoye Field. *Poiski i osvoenie neftyanykh resursov Respubliki Belarus': sb. nauch. trudov* [Search and Development of Oil Resources of the Republic of Belarus: Collection of Scientific Papers]. Minsk, 2022, vol. 1, iss. 10, 336 p. (in Russian).
4. Povzhik P. P., Demyanenko N. A., Povzhik G. P., Marmylev I. Yu., Lymar' I. V. Investigation of the Efficiency of Displacement Systems for the Development of Oil Accumulations in Unconventional Reservoirs of the Pripyat Trough. *Inzhener-neftyanik*, 2025, no. 3, pp. 10–17 (in Russian).
5. Khabibullin M. Ya. Experimental and Theoretical Studies of Oil Displacement by Water with Cyclically Varying Pressure Amplitude. *Neftegazovoe delo*, 2012, no. 6, pp. 233–242. Available at: <http://www.ogbus.ru> (accessed 20 May 2026) (in Russian).
6. Gataullin R. N., Kadyirov A. I. Intensification of Oil Production by Wave Stimulation Methods Applied to Productive Formations. *SOCAR Proceedings*, 2020, no. 2, pp. 78–90 (in Russian).
7. Khabibullin M. Ya. *Development of Vibration Equipment for Efficient Fluid Injection into an Oil Reservoir*. Ph.D. Thesis. Ufa, 1999. 149 p. (in Russian).
8. Barabanov V. L. Empirical Parameters of the Countercurrent Capillary Imbibition Model for Rocks. *Geofizicheskie issledovaniya*, 2014, vol. 15, no. 1, pp. 27–52 (in Russian).
9. Vedmenskii A. M. *Investigation of the Influence of Non-Harmonic Oscillations on the Filtration Process in an Oil Reservoir and Improvement of Acoustic Stimulation Technology for the Drainage Area* [dissertation]. Tyumen', 2022. 160 p. (in Russian).
10. Gataullin R. M. *Modeling the Process of Thermal-Wave Stimulation of a Productive Formation under Horizontal Well Conditions* [dissertation]. Kazan', 2009. 19 p. (in Russian).
11. Yarmakhov I. G. Numerical Study of the Drilling Fluid Invasion Zone Formation Process. *Chislennyye metody v geofizike*, 1979, pp. 87–109 (in Russian).
12. Borozdin S. O. *Prediction of Capillary Invasion of Drilling Mud Filtrates into a Low-Permeability Reservoir during Drilling-In*. Ph.D. Thesis. Moscow, 2024. 121 p. (in Russian).
13. Kislenko B. E., Ryzhik V. M. Experimental Study of the Viscosity Ratio Effect on the Rate of Countercurrent Capillary Imbibition in Porous Media. *Prikladnaya mekhanika i tekhnicheskaya fizika*, 1967, no. 1, pp. 89–91 (in Russian).
14. Borisov A. G. *Modeling of Capillary Properties of Reservoirs for Solving Field-Geological Problems and Improving the Energy Efficiency of Oil Displacement by Water* [dissertation]. Tyumen', 2013. 16 p. (in Russian).