

УДК 553.98

Основные методы интенсификации притоков углеводородов

© В.С. Софин, Н.Г. Уразова

Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

Рассмотрена сущность основных применяемых методов интенсификации притоков углеводородов. Современные методы разработки нефтяных месторождений с помощью системы пробуренных скважин с применением различных методов интенсификации притоков углеводородов при всей их огромной экономической эффективности и быстрой окупаемости капиталовложений имеют существенный недостаток, заключающийся в том, что степень выработки пласта даже при самых благоприятных условиях не превышает 50% геологических запасов, а из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (низкопоровые и слабопроницаемые коллекторы, содержащие высоковязкие нефти, сильно обводненные залежи и др.) колеблется от 2 до 10%. Перспективы дальнейшего увеличения добычи нефти обусловили необходимость внедрения новых передовых технологий на всех стадиях геолого-разведочного процесса, бурения скважин, добычи и переработки углеводородов.

Ключевые слова: газо- и нефтедобыча, коэффициент извлечения нефти, методы интенсификации притоков углеводородов, физико-химические методы, гидродинамические методы, волновые методы интенсификации

The main methods of intensification of hydrocarbon inflows

© Vyacheslav S. Sofin, Nina G. Urazova

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

The article discusses the essence of the main methods used to intensify the influx of hydrocarbons. Modern methods of developing oil fields with a system of drilled wells using various methods for intensifying hydrocarbon inflows, with all their tremendous economic efficiency and a quick return on investment, have a significant drawback, namely, the degree of formation of the reservoir, even under the most favorable conditions, does not exceed 50% geological reserves, and from deposits with hard-to-recover reserves (low pore and low permeable reservoirs containing high viscosity oil, heavily watered deposits, etc.) ranges from 2 to 10%. Prospects for further increase in oil production necessitated the introduction of new advanced technologies at all stages of the exploration process, drilling, extraction and processing of hydrocarbons.

Keywords: gas and oil production, oil recovery factor, methods of intensification of hydrocarbon inflows, physicochemical methods, hydrodynamic methods, wave methods of intensification

Внедрение инноваций в деятельность российских предприятий в настоящее время трудно переоценить, их основная задача – генерирование и внедрение технологий пятого и шестого технологического укладов в высокотехнологичной сфере нанотехнологий, биотехнологий, использования альтернативных источников энергии, IT-технологий в соответствии с ведущими мировыми трендами. Однако нельзя забывать, что локомотивом развития российской экономики и главным источником пополнения бюджетов всех уровней являются такие сферы деятельности, как нефте- и газодобыча. Если рассматривать российский отраслевой портфель в разрезе матрицы Бостонской консалтинговой группы, то нефтедобывающие и газодобывающие предприятия попадают в сектор «дойные коровы», которые должны успешно развиваться за счет собственных ресурсов и стимулировать инвестиционный спрос в смежных отраслях: нефтепереработке, нефтехимии, машиностроении. При этом, по мнению специалистов, время «лёгкой», то есть легко извлекаемой нефти, прошло. Добыча на существующих месторождениях постепенно падает, и чтобы поддерживать ее уровень, нужны новые нестандартные технологические решения [1].

Мировая практика показывает, что именно крупные бизнес-структуры играют ключевую роль в разработке и внедрении инноваций. Доля затрат корпораций на исследования и разработки в общенациональных затратах на НИР составляет около 70%, тогда как в России она не дотягивает и до 30%. За рубежом корпоративный сектор наиболее привлекателен для научных работников, поскольку заработная плата в нем в среднем на 50% выше чем в

университетах. Поэтому не удивительно, что 60% научного кадрового потенциала развитых стран занято в корпоративном секторе [2].

Крупный бизнес России до недавнего времени не принимал активного участия в инновационных процессах и был ориентирован в основном на заимствование готовых технологий и покупку оборудования за рубежом. Но с 2011 г. ситуация изменилась, так как государство разработало и начало вести активную политику стимулирования инновационного развития крупнейших компаний с государственным участием. Более 40 крупных компаний с государственным участием разработали и утвердили программы инновационного развития. Среди них крупнейшие компании нефтегазового сектора – «Роснефть» и «Газпром». В табл. 1 представлен объем финансирования НИОКР с 2013 по 2017 гг., предусмотренный программой инновационного развития этих компаний.

Таблица 1

Объем финансирования НИОКР, млн руб.

Компания	Год				
	2013	2014	2015	2016	2017
«Роснефть»	8 552	9 160	10 605	11 492	12 524
«Газпром»	8 310	7 710	7 870	11 200	15 730

Таким образом, к 2017 г. по сравнению с 2013-м объем финансирования НИОКР увеличился в 1,46 раз у компании «Роснефть» и в 1,89 раза – у компании «Газпром» [3].

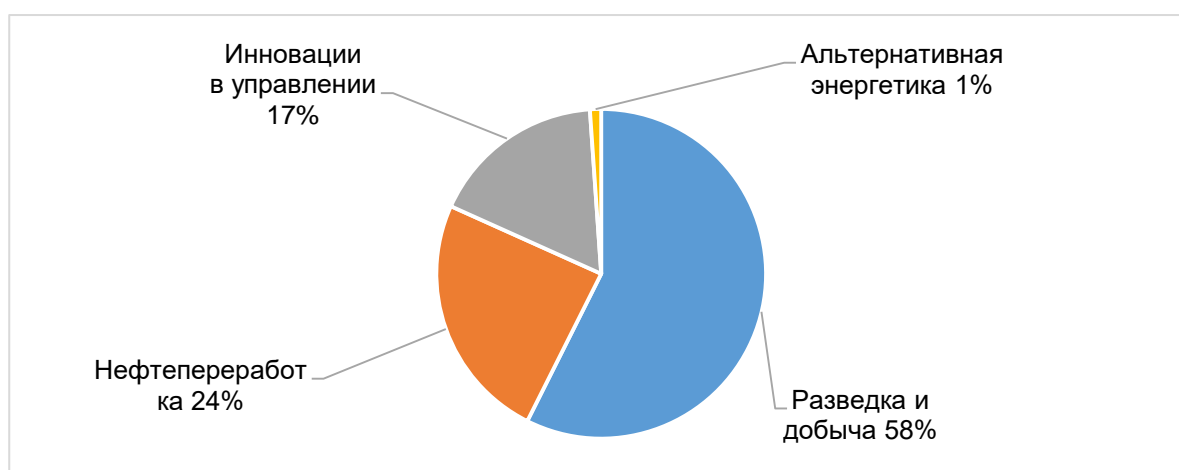
В табл. 2 представлено распределение инвестиций на НИОКР компанией «Роснефть» по направлениям.

Таблица 2

Распределение инвестиций на НИОКР компании «Роснефть» по направлениям, млн руб.

Направление	Год				
	2013	2014	2015	2016	2017
Разведка и добыча	5 330	5 170	5 986	6 486	7 069
Нефтепереработка	2 021	2 240	2 593	2 810	3 062
Инновации в управлении	1 201	1 630	1 887	2 045	2 229
Альтернативная энергетика	0	120	139	151	164

В процентном отношении эти данные можно представить в виде диаграммы (рисунок).



Распределение инвестиций на НИОКР компании «Роснефть» по направлениям в 2017 г.

Как видно из представленной диаграммы, наибольшую долю (58%) представляют затраты на разработки в области разведки и добычи нефти, 24% затрат вкладывается в нефтепереработку, 17% расходуется на инновации в управлении и всего 1% составляют затраты в развитие альтернативной энергетики [3]. То есть для компании важно в первую оче-

редь развивать технологии, связанные с поиском новых залежей и определением объема запасов своих месторождений, наиболее эффективной их разработкой.

Можно предположить, что значительное увеличение средств, выделяемых государственными компаниями на инновации, уже в ближайшем будущем окажет мультипликативный эффект на экономическое развитие. Увеличение производства инновационной продукции государственными компаниями будет стимулировать остальные предприятия инвестировать средства в разработку новых технологий и модернизацию производства для сохранения уровня конкурентоспособности. Это приведет к возрастанию совокупного спроса на инновационные разработки и увеличению предложения со стороны малых и средних предприятий, научных организаций и университетов. Также реализация программ инновационного развития крупнейших компаний нефтегазового сектора будет способствовать повышению эффективности добычи и углублению комплексной переработки углеводородного сырья, что положительно повлияет на экологическую ситуацию за счет замены устаревшего оборудования на новое, внедрения экологически безопасных малоотходных технологий, модернизации процессов утилизации отходов.

Необходимо отметить, что в нефтедобыче отечественные предприятия имеют очень низкий в мире коэффициент извлечения нефти из недр (КИН) – на уровне 30%, тогда как в США этот показатель равен 50% [3]. Таким образом, практически 70% наших нефтяных запасов оставалось в земле, и это всех вполне устраивало до тех пор, пока не произошла так называемая сланцевая революция: разработанная в США инновационная технология гидроразрыва пластов позволила извлечь из недр земли ранее недоступные запасы нефти и газа и сделала США одним из крупных игроков на мировом рынке.

Именно поэтому для российских нефтегазодобывающих компаний важно внедрять инновационные технологии по интенсификации добычи углеводородного сырья (УВС) для повышения рентабельности, увеличения КИН, снижения экологической нагрузки.

Рассмотрим подробнее причины, почему КИН отечественных предприятий существенно ниже, чем у конкурентов.

В процессе эксплуатации дебит (объем извлекаемой из пласта жидкости в единицу времени) добывающих нефтяных и газовых скважин со временем падает, а приемистость (объем закачиваемой в пласт жидкости в единицу времени) нагнетательных скважин уменьшается. Эта ситуация характерна для многих вновь введенных в эксплуатацию скважин: дебит значительно ниже расчетного [4].

Известно, что продуктивность скважины зависит от естественной проницаемости продуктивного пласта в целом и призабойной зоны скважины (ПЗС) в частности. Кроме того, большое влияние на последующую производительность объекта оказывают характер и зона изменения проницаемости в процессе закачивания и эксплуатации скважин. Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта может наступить вследствие набухания глин, выпадения в осадок различных солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложения парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола скважины [4]. Главной причиной снижения дебита скважины, что не связано со снижением пластового давления, является ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны, вызванное ее загрязнением (кольматацией). Чтобы облегчить условия притока, применяют методы искусственного воздействия на пласт с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта. Для повышения дебита скважины бывает достаточно удалить со стенок фильтра и поверхности вскрытой части пласта отложения смол и глинистых частиц. Однако в подавляющем большинстве случаев необходимо искусственно повышать число и размеры поровых каналов и их протяженность.

В целом можно заключить, что ухудшение свойств ПЗС вызвано:

- снижением проницаемости при увеличении эффективного напряжения;
- снижением фазовой проницаемости по жидкости (нефти) при снижении забойного давления ниже давления насыщения пластовой нефти газом;
- снижением фазовых проницаемостей по нефти в зависимости от водонасыщенности пласта при разработке месторождений (с использованием заводнения, в случае образования водяных конусов и др.);
- выпадением и отложением смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно добываемой воды при изменении термобарических условий.

Одним из путей решения проблемы загрязнения ПЗС является внедрение в практику разработки месторождений эффективных методов воздействия на призабойную зону скважин – *методов интенсификации*.

Проблема интенсификации притока нефти приобрела особую актуальность в последние годы в связи с падением нефтедобычи практически во всех нефтегазоносных регионах России. Интенсификация – увеличение темпа добычи нефти и газа, происходит в результате воздействия на околоскважинную зону пласта, а также на удаленные зоны пласта или невовлеченные ранее в разработку области. Показатели интенсификации – накопленная добыча и КИН. Определить, были ли применяемые методы интенсифицирующими, можно только по фактическим данным мониторинга скважин после применения данных методов. Здесь необходимо отметить, что при разработке новых, а также совершенствовании существующих методов интенсификации притока важно учитывать конкретные условия их применения: особенности геологического строения, многообразие геолого-промысловых условий и характеристик продуктивных пластов.

Как одно из средств повышения эффективности добычи нефти и газа могут быть использованы технологии вызова и интенсификации притока из продуктивных коллекторов с низкой проницаемостью, а также коллекторов, изменивших свои фильтрационные свойства при вскрытии пластов и промысловых операциях на скважинах. Падение продуктивности пластов при этом во многих случаях связано с работой глинистых минералов как самого пласта-коллектора, так и привнесенных.

Как представляется, 70% всех остаточных запасов нефти из-за высокой макронеоднородности разрабатываемых пластов не охвачены процессом заводнения и могут представлять основной резерв для увеличения нефтеотдачи. Макронеоднородность – это пространственное распределение коллекторов и неколлекторов внутри продуктивного горизонта. Капиллярно-удерживаемая и пленочная нефть остается в обводненных, как правило, микронеоднородных коллекторах и, очевидно, может извлекаться только в результате воздействия на нее различными физическими и физико-химическими методами. Микронеоднородность – это изменчивость коллекторских свойств среды (пористости, проницаемости, нефтенасыщенности).

По мере эксплуатации скважины упругие свойства пласта начинают проявляться как фактор, понижающий пластовое давление, что вызывает уменьшение трещин, и, следовательно, эти силы способствуют остаточной нефте- и газонасыщенности в возникающих застойных зонах, линзах и непроницаемых экранях.

Наиболее распространенные методы интенсификации добычи, применяемые в условиях месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, представлены в табл. 3.

Таблица 3

Методы увеличения интенсификации притока

Методы	Методы	Воздействие на определенные параметры пласта и флюида
Физико-химические	Кислотная обработка скважин; Пенокислотная обработка; Обработка раствором ПАВ (поверхностно-активных веществ)	проницаемость; вязкость;
Гидродинамические	Гидроразрыв пласта (ГРП) (локальный, глубокопроникающий, массивированный, многоступенчатый).	проницаемость; скин-фактор*
Волновые	Акустическое воздействие; Вибросейсмическое воздействие; Электрогидравлическое воздействие	проницаемость; вязкость

*Скин-фактор – гидродинамический параметр, характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в околоскважинной зоне пласта, приводящее к снижению добычи (дебита) по сравнению с совершенной (идеальной) скважиной.

Как уже отмечалось, методы интенсификации применяются с целью увеличения дебита скважин, перехода в экономически оправданную добычу, уменьшения срока разработки месторождения без существенных потерь в нефте- и газоотдаче и др.

Представленные в табл. 3 методы воздействия на пласты дают определенный положительный эффект, хотя их эффективность в различных геолого-технических условиях неодинакова и каждому из них присущи определенные ограничения и недостатки. Так, напри-

мер, закачка больших объемов воды приводит к выпадению неорганических солей, парафинов в прискважинной зоне, на внутрискважинном оборудовании и системах трубопроводов [5]. Рассмотрим некоторые особенности применения этих методов.

Кислотная обработка скважин. Известно несколько методов кислотного воздействия, основанных на способности некоторых кислот растворять горные породы или цементирующий материал [6].

Различают следующие виды кислотной обработки:

- простая кислотная обработка;
- кислотная ванна;
- соляно-кислотная обработка (СКО);
- обработка глинокислотой.

Простая кислотная обработка осуществляется, как правило, с помощью одного насосного агрегата в тщательно промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления.

Кислотные ванны применяются во всех скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении для очистки поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и др. Для скважин, забой которых обсажен колонной и перфорирован, кислотные ванны проводить не рекомендуют.

Обработка скважин соляной кислотой (СКО) нашла наиболее широкое распространение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий. Основное назначение обычной соляно-кислотной обработки состоит в закачке кислоты в пласт на значительное расстояние от стенки скважины с целью расширения микротрещин и каналов, что увеличивает проницаемость системы и дебит скважины [6].

Обработка глинокислотой. Для обработки скважин, эксплуатирующих коллекторы, сложенные из песчаников с глинистым цементом, применяется смесь плавиковой (фтористоводородной) кислоты с соляной кислотой. Такую кислотную смесь называют грязевой кислотой или глинокислотной. Она не может применяться для обработки карбонатных пород или сильно карбонизированных песчаников, так как при ее воздействии на породу образуется объемистый слизистый осадок фтористого кальция, способный запечатать поровое пространство пласта. При взаимодействии грязевой кислоты с песчаником или песчано-глинистой породой растворяются глинистые фракции и частично кварцевый песок. Кроме того, при воздействии грязевой кислоты глины утрачивают пластичность и способность к разбуханию, а взвесь их в воде теряет свойство коллоидного раствора.

Пенокислотная обработка скважин. Для того чтобы соляная кислота лучше проникала в глубь пласта (что повышает эффективность обработки), в последнее время все большее применение находит пенокислотная обработка скважин. Сущность этого способа заключается в том, что в призабойную зону пласта вводится не обычная кислота, а аэрированный раствор поверхностно-активных веществ (ПАВ) в соляной кислоте в виде пены. Применение кислотных пен имеет следующие преимущества перед обычной кислотной обработкой:

- замедляется растворение карбонатного материала в кислотной пене, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт, в результате этого к дренированию приобщаются удаленные от скважины участки пласта, ранее недостаточно или совершенно не охваченные процессом фильтрации;
- малая плотность кислотных пен (400–800 кг/м³) и их повышенная вязкость позволяют существенно увеличить охват воздействием кислоты всей вскрытой продуктивной мощности пласта, это как бы включает в себя преимущества, достигаемые при поинтервальных кислотных обработках, что особенно важно при больших продуктивных мощностях пласта и пониженных пластовых давлениях;
- улучшаются условия очистки призабойной зоны пласта от продуктов реакции: присутствие ПАВ снижает поверхностное натяжение как активной, так и отреагировавшей кислоты на границе с нефтью, а наличие сжатого воздуха в отреагировавшем растворе, расширяющегося во много раз при освоении скважин (при снижении забойного давления), улучшает условия и качество освоения.

Поверхностное оборудование для закачки в скважину кислотных пен состоит из кислотного агрегата, передвижного компрессора и смесителя-аэратора. В аэраторе происходят перемешивание раствора кислоты с воздухом и образование пены.

Применение поверхностно-активных веществ. По мнению многих исследователей, преимущество неионогенных ПАВ заключается в большей поверхностной активности, в их совместимости с водами высокой минерализации (солями), кислотами и щелочами, значительно меньшей адсорбции на глинистых породах, лучшей моющей способности по сравнению с анионными ПАВ. С точки зрения сохранения коллекторских свойств применение ПАВ на сегодняшний день является наиболее предпочтительным и позволяет осуществлять комплексное воздействие. Содержание ПАВ в воде позволяет снизить поверхностное натяжение на границе «нефть – водная фаза». Низкое значение межфазного натяжения позволяет капле легко деформироваться и фильтроваться через сужения пор, что увеличивает скорость перемещения флюида в пласте. Также водные растворы ПАВ имеют моющее действие по отношению к нефти, позволяют увеличить глубину и скорость капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную среду. Добавка ПАВ в воду за счет снижения поверхностного натяжения уменьшает краевые углы смачивания, т.е. увеличивает смачиваемость породы водой. Вытеснение нефти водой, содержащей ПАВ, происходит значительно эффективнее в связи с влиянием ПАВ на реологические характеристики нефти. Все это позволяет повысить охват пласта заводнением и в конечном итоге повысить коэффициент извлечения нефти [4].

Гидравлический разрыв пласта (ГРП). Достаточно эффективным стало применение технологии ГРП для создания глубоких дополнительных каналов в пласте. Благодаря этому воздействию изменяются характеристики не только призабойной зоны, но и самого пласта, за счет чего интенсифицируется режим работы скважин [7].

Сущность гидравлического разрыва пласта состоит в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при дальнейшей закачке песчано-жидкостной смеси или кислотного раствора происходит расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления.

При проведении ГРП решаются следующие задачи:

- создание трещины путем закачки специально подобранной жидкости;
- удержание трещины в раскрытом состоянии путем добавления в жидкость гидро-разрыва пропанта с зернами определенного размера и определенной прочности;
- удаление жидкости разрыва для восстановления высоких фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины;
- повышение продуктивности пласта.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются прежде всего по объемам закачки технологических жидкостей и пропантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин. Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв как эффективное средство воздействия на призабойную зону скважин. В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроводящих трещин относительно небольшой протяженности в средне- и высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины.

Вместе с тем технология ГРП требует значительных затрат и сложного оборудования. Также результатом применения технологии ГРП вблизи водонефтяного контакта (ВНК) часто является резкий рост обводненности продукции за счет образования высокопроницаемых трещин в водонасыщенной части пласта.

Виброволновое воздействие на пласт для повышения нефте- и газоотдачи. Известно множество способов волнового и термоволнового (вибрационного, ударного, импульсного, термоакустического) воздействия на нефтяной пласт или на его призабойную зону [8, 9].

Основная цель технологии – ввести в разработку низкопроницаемые изолированные зоны продуктивного пласта путем воздействия на них упругими волнами, затухающими в

высокопроницаемых участках, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта. Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно-частотной характеристики режимов воздействия. При этом положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как в непосредственно обрабатываемой скважине, так и в отдельных случаях при соответствующих режимах обработки, проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров. То есть при волновой обработке пластов принципиально можно реализовать механизмы как локального, так и дальнего площадного воздействия. Методы упруговолнового воздействия можно разделить на акустические (ультразвуковые и звуковые), гидравлические с использованием волн давления, ударно-волновые и вибросейсмические. В основе их действия лежат близкие механизмы влияния на среды, отличающиеся скоростью протекания процессов, зависящих от частоты и амплитуды колебаний.

С помощью акустических методов можно воздействовать в основном только на призабойную зону скважины. Радиус действия звуковых, ударных волн и волн давления значительно больше и составляет порядка десятков и сотен метров от скважины.

Вибросейсмический метод позволяет воздействовать не только на все месторождения в целом по площади и разрезу, но и на группу месторождений в радиусе от 3 до 10 км, а возможно и более. Вибросейсмическим методам, как и ударно-волновым, присущи более сложные механизмы воздействия на подземные формации, так как обычно используемые ими источники колебаний генерируют не только продольные, но и поперечные волны существенно большей амплитуды, чем каждый из перечисленных выше методов. Однако генерация методами волн давления является важным фактором влияния на углеводородоотдачу пластов. В группу указанных волновых способов, отобранных по основному механизму воздействия на пласты, следует включить и способы, использующие механические вибрации, так как в конечном счете они приводят к возникновению в пластах упругих волн, а также дилатационно-волнового воздействия.

Электрогидравлическое воздействие. Среди способов, применяемых для восстановления производительности нефтяных и увеличения приемистости нагнетательных скважин, особенно привлекательны (из-за простоты применения и относительно низкой себестоимости) гидрофизические, в частности, базирующиеся на принципах использования энергии ударных волн. Ударные волны являются частным случаем упругих волн большой амплитуды, фаза сжатия которых распространяется с большей скоростью, чем фаза растяжения. Основное свойство волн, независимо от их природы, состоит в том, что в форме (виде) волн осуществляется перенос энергии без переноса вещества. Упругая энергия (энергия звука) передается по акустическим волноводам, представляющим собой каналы с четкими границами в виде стенок, свойства которых резко отличаются от свойств внутренней и наружной сред. Буровая скважина является наглядным примером акустического волновода. Гидроудары, согласованные по частоте повторения со скоростью ударной волны и глубиной скважины, способны раскачать столб жидкости до получения периодических перепадов давления на забое в десятки и сотни МПа. Чем больше скорость движения жидкости, ее плотность, а также скорость распространения ударной волны, тем больше величина ударного повышения давления. В жидкостях распространяются только продольные волны, а в твердых средах – продольные и поперечные. При циклическом ударном воздействии в зоне перфорационных отверстий происходит отрыв отложений от стенок поровых каналов. Волны сжатия, многократно отражаясь, трансформируются в волны растяжения, которые способствуют развитию и образованию новых трещин, а также превращению субкапиллярных пор в капиллярные. Перепады давления при импульсном воздействии изменяются попеременно по величине и направлению, в результате чего жидкость перемещается из застойных зон и каналов в зоны активного дренирования.

Генерирующие в пласте колебания должны по возможности соответствовать частоте естественных колебаний скелета породы и насыщающих флюидов. Такие колебания вызывают несколько эффектов, отражающихся на жидкостях и находящихся в пласте газах. Они снижают когезионные и адгезионные связи, значительно уменьшают проявление капиллярных сил, слипание между породой и жидкостью, способствуют стимулированию группирования нефтяных капелек в потоки, облегчая течение углеводородов в пористой среде. Энер-

гия, распространяющаяся в продуктивном пласте в виде упругих волн, изменяет контактный угол между жидкостями и породой, уменьшая гидравлический коэффициент трения, тем самым облегчается их течение в направлении скважин, дебиты которых возрастают, и перепады давления в призабойной зоне пласта увеличиваются. Создание перепадов давления способствует не только очистке поровых каналов пласта, но и разрушению его скелета [8].

Механизм разрушения может быть представлен следующим образом. Повышение давления приводит к расширению существующих трещин коллектора и образованию новых. Спад давления сопровождается их смыканием. Повторяющиеся деформации способствуют усталостному разрушению породы. Изменение скорости и направления движения жидкости в зоне питания скважины при изменении давления на стенки продуктивного пласта позволяет подвергать породу пласта воздействию напряжений сжатия, растяжения, изгиба и сдвига. Нефть, как и все структурированные среды, обладает тиксотропным свойством, которое заключается в том, что при встряхивании среды происходит резкое снижение ее вязкости из-за разрушения структурного каркаса. Это явление может быть с высокой эффективностью использовано в практике увеличения нефтеотдачи пластов.

Таким образом, при одновременной обработке мощными ударными волнами определенного числа скважин, в том числе и нагнетательных, на месторождении можно, во-первых, расширить контуры питания скважин за счет увеличения проницаемости коллектора, во-вторых, улучшить фильтрационную способность самой нефти за счет снижения ее вязкости. Такое воздействие может привести не только к увеличению дебитов скважин, но и к повышению КИН в целом по месторождению.

При распространении акустического поля в реальной среде часть энергии поля переходит в теплоту. Влияние акустического поля на тепло- и массоперенос в капиллярно-пористых средах установлено на основе ряда экспериментально обнаруженных явлений. К ним относятся увеличение эффективной теплопроводности сред, изменение условий фазовых переходов в системах «нефть – газ» и внутривыводная конвекция. В результате воздействия акустического поля наблюдается 1,5–2-кратное увеличение эффективной теплопроводности как в насыпных, так и в цементированных образцах [8]. При этом осуществляется термоакустическое воздействие на пласт. Наибольшее увеличение эффективной теплопроводности наблюдается в водонасыщенных породах.

Основные эффекты, возникающие при прохождении упругих волн через насыщенные пористые среды следующие:

- ускорение гравитационной сегрегации нефти и воды (до 1 000 раз);
- увеличение относительных фазовых проницаемостей для нефти в большей степени, чем для воды;
- увеличение скорости (в десятки раз) и полноты капиллярного вытеснения нефти водой (до 3 раз).

Перечисленные выше эффекты возникают при большой интенсивности воздействия, т.е. при больших акустических давлениях – 103–104 Па. При этом возникает сейсмоакустическая эмиссия, сопровождаемая возникновением трещин, подвижек и изменением напряженного состояния пород. Иными словами, при длительном воздействии упругими колебаниями происходит накопление дефектов на неоднородных породах, которые под действием напряженного состояния приводят к образованию трещин и соответственно вызывают сейсмоакустическую эмиссию. Одновременно с процессом образования трещин в плотных породах сейсмоакустическое воздействие приводит к разрывам отдельных межзерновых контактов, облегчению переупаковки зёрен и постепенному увеличению уплотнения [9].

При наложении акустических полей на тепловые резко интенсифицируются следующие процессы, играющие важную роль в механизме прогрева и нефтеотдачи пласта при реализации метода теплового воздействия на пласт:

- увеличивается эффективная теплопроводность пород, благодаря чему возрастает скорость прогрева пласта за счет теплопроводности, играющей важную роль в прогреве пласта;
- возрастает скорость капиллярного вытеснения нефти водой;
- снижается коэффициент растворимости газа в нефти, что способствует интенсификации нефтеизвлечения за счет режима растворённого газа при меньших температурах.

Учитывая вышеизложенное, применение метода волнового воздействия можно считать одним из перспективных направлений повышения эффективности добычи углеводородного сырья на месторождениях.

Проанализировав существующие методы, способствующие увеличению извлекаемости запасов нефти и газа, можно заключить, что все они имеют свои преимущества и недостатки. Для каждого отдельно взятого месторождения применение того или иного способа должно привести к увеличению показателей добычи, важным при этом является экономическая эффективность реализуемых мероприятий. В этих целях необходимо проводить детальные расчеты геологических параметров, технологических параметров работы скважин, оценивать предполагаемый эффект как в натуральном (например, увеличение дебита скважин), так и стоимостном выражении (например, прирост прибыли).

Библиографический список

1. Об инновационных технологиях в сфере геологоразведки и добычи полезных ископаемых: стенограмма заседания Совета при Президенте Российской Федерации по модернизации экономики и инновационному развитию России, 17 апреля 2015 [Электронный ресурс]. URL: <http://government.ru/news/17709> (10.05.2018).
2. Щербинина Е.И. Внедрение инновационных технологий на нефтегазовых предприятиях в условиях кризиса // Молодежный научный форум: материалы XLIV студенческой междунар. заочной науч.-практ. конф. [Электронный ресурс]. URL: [https://nauchforum.ru/archive/MNF_social/4\(44\).pdf](https://nauchforum.ru/archive/MNF_social/4(44).pdf) (10.05.2018).
3. Газизова О.В., Галеева А.Р. Инновационные технологии в нефтегазовом секторе России: миф или реальность // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Т. 17. № 6. С. 247–251.
4. Сидоров Н.А. Бурение и эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебник для техникумов. М.: Недра, 1982. 376 с.
5. Палий А.О. Разработка нефтяных месторождений на различных режимах: учеб. пособие для вузов. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. 164 с.
6. Юткин Л.А. Электрогидравлический эффект и его применение в промышленности. Л.: Машиностроение, 1986. 253 с.
7. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. М.: Нефть и газ, 2008. 296 с.
8. Дыбленко В.П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами: монография. М.: Изд-во ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. 80 с.
9. Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж. Физические основы вибрационного и акустического воздействий на нефтяные пласты. М.: Мир, 2001. 260 с.

Сведения об авторах / Information about the Authors

Софин Вячеслав Сергеевич,

магистрант гр. ИНИМ-18-1,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия,
e-mail: slavichkobelev@mail.ru

Vyacheslav S. Sofin,

A postgraduate student of magister,
Irkutsk National Research Technical University,
83 Lermontov St., Irkutsk, 664074, Russia,
e-mail: slavichkobelev@mail.ru

Уразова Нина Геннадьевна,

кандидат экономических наук,
доцент кафедры управления промышленными предприятиями,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия,
e-mail: urazova_nina@mail.ru

Nina G. Urazova,

Cand. Sci. (Economics),
Associate Professor of Management of Industrial Enterprises Department,
Irkutsk National Research Technical University,
83 Lermontov St., Irkutsk, 664074, Russia,
e-mail: urazova_nina@mail.ru