

структур и связанных с ними месторождений гипса. Однако целый ряд месторождений гипса до сих пор не изучен. Поэтому можно рекомендовать для развития местной промышленности осваивать новые площади распространения гипсов с учетом экологической обстановки. Необходимо обосновать наиболее эффективные направления геологоразведочных работ, выделить перспективные участки и первоочередные объекты для проведения детальных геологоразведочных работ на гипсовый камень.

Список литературы

1. Баскунчакское месторождение гипсов и перспективы его промышленного использования : сб. ст. – Саратов : Изд-во СГУ, 1948.
2. Гвоздецкий Н. А. Карст / Н. А. Гвоздецкий. – М. : Мысль, 1981.
3. Геденов А. А. Материалы к морфологии карста окрестности озера Баскунчак / А. А. Геденов // Ученые записки Саратов. гос. ун-та. – Саратов, 1949. – Т. 22.
4. Отчет Приволжской гидрогеологической экспедиции ГГП «Нижеволжск-геология» по изучению современных экзогенных процессов района оз. Баскунчак / А. П. Панов [и др.]. – Астрахань, 1993.
5. Семихатов А. Н. Геологическое строение окрестностей озера Баскунчак / А. Н. Семихатов, Н. М. Страхов // Известия геологического комитета. – 1929. – № 4.

References

1. *Baskunchakskoe mestorozhdenie gipsov i perspektivy ego promyshlennogo ispol'zovaniya* [Baskunchak field of plasters and prospect of its industrial use]. Saratov: Izd. SGU, 1948.
2. Gedeonov A.A. Materialy k morfologii karsta okrestnosti ozera Baskunchak [Materials to morphology of a karst of a vicinity of the Lake Baskunchak]. *Uchjonye zapiski Saratovskogo gos. universiteta* [Scientific notes of Saratov State. University], Saratov, 1949, vol. 22.
3. Gvozdeckij N.A. *Karst* [Karst]. Moscow: Mysl', 1981.
4. *Otchet Privolzhskoj gidrogeologicheskoy jekspedicii GGP "Nizhnevolzhskgeologiya" po izucheniju sovremennyh jekzogennyh processov rajona oz. Baskunchak* [Report of the Volga hydro-geological expedition of GGP "Nizhnevolzhskgeologiya" on studying of modern ekzogeny processes of the area of the Lake Baskunchak]. Panov A.P. i dr. Astrakhan, 1993.
5. Semihatov A.N., Strahov N.M. Geologicheskoe stroenie okrestnostej ozera Baskunchak [Geological structure of vicinities of the Lake Baskunchak]. *Izvestija geologicheskogo komiteta* [News of geological committee], 1929, no. 4.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Мерчева Валентина Сергеевна, доцент

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Первичная добыча нефти и газа – это добыча с использованием энергии первоначального режима коллектора. Ее величина зависит от свойств коллектора, вязкости нефти и проницаемости породы, но в среднем составляет не более 30 ÷ 35 % от геологических запасов нефтяных месторождений и до 80 % – газовых. Таким образом, после падения давления в пласте значительное количество углеводородного сырья остается в коллекторе и для повышения коэффициента извлечения используются усовершенствованные методы увеличения добычи. Предельная нефтегазоотдача – это суммарная добыча из скважины или месторождения в целом в результате первичной добычи и применения вторичных технологических методов, если это экономически рентабельно.

Ключевые слова: нефтегазовые месторождения, углеводородное сырье, нефть, газ, продуктивные горизонты, интенсификация, пластовое давление, проницаемость породы.

GEOECOLOGICAL TECHNOLOGIES TO INCREASE PRODUCTION OF RESERVOIR FLUIDS

Mercheva Valentina S., Associate Professor

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Serebryakov Andrei O., Senior Lecturer

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Primary production of oil and gas – is the use of energy production from the initial mode of the collector. Its value depends on the properties of the reservoir, oil viscosity and the permeability of the rock, but on average no more than 30 ÷ 35 % of the geological reserves of oil fields and up to 80 % – gas. Thus, after the fall of pressure in the reservoir a significant amount of hydrocarbon material remains in the reservoir and to increase the recovery factor used advanced techniques to increase production. Limiting neftegazootdacha – a total production from the well or field as a whole as a result of primary production and secondary use of technological methods, if it is economically profitable.

Key words: Oil and gas deposits, Hydrocarbons, Oil and gas producing horizons, Intensification, Reservoir pressure, Permeability of the rock.

Для повышения компонентоотдачи при естественных режимах работы залежи применяются различные методы воздействия на продуктивные пласты призабойной зоны, такие как: методы поддержания пластового давления (заводнение, закачка газа в газовую шапку пласта, сайклинг-процесс), методы повышения проницаемости пласта (кислотные обработки призабойной зоны, гидроразрыв пласта и др.), методы повышения нефтеотдачи пластов.

Искусственное поддержание пластового давления достигается методами законтурного, внутриконтурного заводнения, а также закачкой газа в газовую шапку пласта. Технология заводнения включает в себя закачивание воды по нагнетательным скважинам в истощенный нефтяной коллектор. Его можно проводить как до, так и после полного истощения первоначального режима

коллектора. Вода вытесняет некоторую часть оставшейся нефти в направлении эксплуатационных скважин. С помощью заводнения можно добыть от 5 до 50 % оставшейся в коллекторе нефти.

Для закачки обычно используют добытый из скважины рассол, отделенный в сепараторах, а также очищенную воду из других источников. В обязательном порядке вода должна быть химически совместима с компонентами вмещающих пород нефтегазоносных пластов, т.е. неспособных вступать в реакцию друг с другом с образованием новых труднорастворимых соединений. В этом случае новообразования могут снижать проницаемость пород заводняемой формации. Органические вещества и слизиобразующие бактерии нейтрализуют с помощью биоцидов. Для предотвращения коррозии промышленного оборудования из воды удаляют кислород. Воду в скважину либо закачивают под давлением, либо спускают из располагающихся выше (например, на холме) резервуаров под действием силы тяжести. Нагнетательные скважины могут быть пробурены в индивидуальном порядке или переоборудованы из эксплуатационных скважин.

В зависимости от схемы расположения скважин различают заводнение по геометрической сетке (площадное) и по линейному контуру (линейное заводнение). Метод внутриконтурного заводнения применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь.

Сущность внутриконтурного заводнения заключается в искусственном «разрезании» месторождения на отдельные участки, для каждого из которых осуществляется нечто подобное законтурному заводнению. Обычно применяется пятиточечная схема площадного заводнения, при которой вокруг эксплуатационной скважины по вершинам квадрата располагаются нагнетательные. Пятиточечная схема неоднократно повторяется на месторождении, и каждую эксплуатационную скважину окружают четыре нагнетательные, и наоборот: каждую нагнетательную – четыре эксплуатационные.

При семиточечной схеме каждая эксплуатационная скважина окружена шестью нагнетательными, а при обращенной семиточечной схеме каждая нагнетательная скважина окружена шестью эксплуатационными. При линейном заводнении линии нагнетательных и эксплуатационных скважин чередуются, при этом возможна рядная либо шахматно-рядная система.

Метод законтурного заводнения применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части. Он заключается в закачке воды в пласт через нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100 м и более. Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности параллельно контуру. Закачанная вода заставляет нефть двигаться вверх и к центру, в направлении эксплуатационных скважин.

В одном из вариантов заводнения в скважины закачивают горячую воду, чтобы придать нефти большую текучесть. В воду можно добавлять полимеры (длинные, тяжелые молекулы в виде цепочек), повышающие ее вязкость, гидроксида натрия и др. Химический реагент взаимодействует с нефтью коллектора и повышает уровень нефтеотдачи.

В результате заводнения приток воды к пласту увеличивается и давление в нефтяной залежи поддерживается на высоком уровне. Нетрудно видеть, что методами заводнения искусственно создается жестко-водонапорный режим работы залежи. Для поддержания пластового давления применяют также ме-

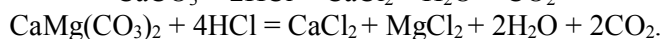
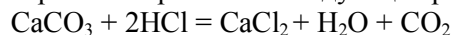
тод закачки газа в газовую шапку нефтяного пласта. В этих целях используют нефтяной газ, отделенный от уже добытой нефти. Благодаря закачке газа увеличивается давление на нефтяную часть залежи и дебиты нефтяных скважин растут. В качестве нагнетательных в этом случае используют отработавшие скважины, вскрывшие верхнюю часть продуктивного пласта, или бурят специальные скважины. Нагнетание газа в пласт производят при давлениях выше пластового на 10 ÷ 20 %. Как видно, при закачке газа в газовую шапку искусственно создается газонапорный режим работы залежи. В настоящее время этот метод применяется редко в связи с дороговизной процесса и дефицитностью самого газа.

По мере разработки залежи приток нефти и газа в скважину постепенно уменьшается. Причина этого заключается в заполнении пор продуктивного коллектора твердыми разбухшими частицами породы, тяжелыми смолистыми остатками нефти, парафина, солями, выпадающими из пластовой воды, гидратами (в газовых пластах) и т.д. Для устранения этого явления в процессе разработки нефтяных и газовых (газоконденсатных) месторождений широко применяются методы повышения проницаемости пласта призабойной зоны. К методам повышения проницаемости пласта отнесены методы воздействия на призабойную зону химическими реагентами, в том числе кислотами, поверхностно-активными веществами (ПАВ) и органическими растворителями.

В основе технологии кислотной обработки, т.е. закачивания кислот, заложен принцип растворения известняка, доломита, других веществ породы и цементирующих частиц новоотложений. Существует два типа кислотной обработки – матричная обработка (под давлением ниже давления гидроразрыва пласта) и обработка до разрыва пласта (под давлением выше давления гидроразрыва пласта). В ходе матричной обработки в скважину закачивают кислоту, которая расширяет природные поры коллектора за счет растворения породы. При обработке до разрыва пласта кислота поступает под высоким давлением, вызывая появление трещин и растворение породы. После проведения кислотной обработки использованная кислота, растворенная порода и механические включения откачиваются (отдуваются) из скважины в процессе обратной циркуляции. Процедуру, целью которой является восстановление поверхности ствола скважины, называют промывкой.

Для того чтобы кислота не оказывала коррозионного воздействия на стальные колонны (обсадную и насосно-компрессорную), добавляют ингибиторы коррозии. Кроме того, используются комплексообразующие соединения – добавки, предотвращающие образование геля или осадка гидроксида железа, которые способны закальматировать поры коллектора в процессе кислотной обработки и последующей эксплуатации скважин.

В зависимости от состава породы кислотные обработки осуществляются соляной, плавиковой, уксусной, серной или угольной кислотами. Соляной кислотой (HCl, 8 ÷ 15 %) растворяют карбонатные породы (известняки, доломиты), слагающие продуктивные пласты, а также привнесенные в пласт загрязняющие частицы. При этом протекают следующие реакции:



Полученные в результате реакции хлористый кальций CaCl_2 и хлористый магний MgCl_2 хорошо растворяются в воде и легко удаляются как в процессе отдувки, так и в ходе разработки залежи вместе с продукцией скважины, об-

разуя новые пустоты и каналы. Плавиковая кислота (HF) в смеси с соляной предназначена для воздействия на песчаники, а также для удаления глинистого раствора, попавшего в поры пласта во время бурения или глушения скважины. Уксусная кислота (CH_3COOH) добавляется в соляную кислоту для замедления скорости растворения карбонатной породы, благодаря чему активный раствор соляной кислоты проникает в поры породы отдаленных зон продуктивного пласта. Кроме того, уксусная кислота также растворяет карбонатную породу и предотвращает выпадение в осадок гидрата окиси железа $\text{Fe}(\text{OH})_3$. А использование уксусной или муравьиной кислот рекомендуется для эффективного растворения формаций, находящихся при высокой температуре.

Концентрированная серная кислота (H_2SO_4) предназначена для воздействия на продуктивные пласты, представленные песчаниками. Негативным последствием ее использования в случае карбонатных пород является образование нерастворимого в воде сульфата кальция CaSO_4 , ухудшающего проницаемость породы призабойной зоны.

При закачке в скважину концентрированной серной кислоты положительный эффект достигается двумя путями. Во-первых, за счет теплоты, выделяющейся в процессе ее смешения с водой, снижается вязкость нефти и, соответственно, увеличивается дебит скважины. Во-вторых, при смешении серной кислоты с нефтью образуются ПАВ, также улучшающие приток нефти из пласта в скважину. Концентрированная (98 %) серная кислота не разрушает структуру металла. Процесс коррозии начинается только в случае разбавления ее водой. Угольная кислота применяется для воздействия на породы, содержащие карбонаты кальция и магния, а также асфальто-смолистые отложения.

Повысить проницаемость пласта можно и механическими методами (торпедирование), разрушение структуры породы призабойной зоны в данном случае происходит посредством применения взрывчатых веществ. Для этого в скважине напротив продуктивного пласта помещают соответствующий заряд взрывчатого вещества (тротил, гексоген, динамит, нитроглицерин) и подрывают его. При взрыве торпеды образуется мощная ударная волна, которая проходит через скважинную жидкость, достигает стенок эксплуатационной колонны, наносит сильный удар и вызывает растрескивание отложений (солей, парафина и др.). В дальнейшем пульсация газового пузыря, образовавшегося из продуктов взрыва, обеспечивает вынос разрушенного осадка из каналов. Указанная технология в той же степени является эффективной, в какой и опасной.

Широко используемый метод проведения гидроразрыва – распространенная технология интенсификации притока флюидов, позволяющая повысить и дебит, и суммарную добычу углеводородов из скважины. В этом случае темпы добычи могут достигать 30-кратного превышения по сравнению с начальным уровнем, при этом наиболее высокие показатели наблюдаются в плотных коллекторах, а суммарная добыча возрастает на 5 ÷ 15 %.

Гидроразрывы классифицируются на основе количества используемой жидкости и наполнителей. Технология проведения гидроразрыва осуществляется в три стадии. На первой стадии для первоначального появления трещин в коллекторе в скважину закачивают слой жидкости с помощью насосных установок на смонтированных платформах. На следующей стадии в

скважину закачивают суспензию – смесь жидкости для разрыва и расклинивающих наполнителей, которые расширяют и заполняют трещины. Расклинивающие наполнители – это небольшие сферические частицы, которые после окончания закачивания не дают трещинам закрыться. В большинстве случаев они представляют собой однородный кварцевый песок, керамику либо окатыши оксида алюминия. На третьей стадии – обратной циркуляции – удаляют использованные жидкости. В некоторых случаях для разрыва используют жидкости с межмолекулярными связями, обладающие достаточной вязкостью для переноса расклинивающих наполнителей. Для того чтобы снизить вязкость такой жидкости на стадии обратной циркуляции, в скважину закачивают еще одну жидкость – разбавитель.

Формации продуктивных пород средней твердости и твердые лучше всего поддаются гидроразрыву, так как в неуплотненных отложениях расклинивающие наполнители не поддерживают трещины раскрытыми.

Помимо увеличения темпов отбора пластовых флюидов, т.е. сокращения сроков разработки, целесообразно добиваться наиболее полного извлечения нефти и газа из недр. Это достигается применением комплекса методов по интенсификации притока углеводородов к устью скважины с последующим их извлечением на дневную поверхность, в том числе: закачка в пласт воды, обработанной ПАВ, углекислоты, вытеснение нефти растворами полимеров или растворителей, нагнетание в пласт теплоносителя (пара, горячей нефти), внутрипластовое горение, а также использование электронагревателей, методов термоакустического воздействия и высокочастотной электромагнитоакустической обработки.

Опыт разработки залежей высоковязкой нефти показывает, что даже незначительное снижение температуры в процессе разработки существенно снижает эффективность ее добычи по причине выпадения в порах пласта парафина и асфальто-смолистых веществ в результате снижения температуры в процессе разработки залежей нефти. Эффективным методом в подобной ситуации становятся тепловые обработки (физическое воздействие), целью которых является удаление высокомолекулярных углеводородов. Нагнетание в пласт теплоносителя (горячей воды или пара с температурой до 400 °С) позволяет значительно снизить вязкость нефти и увеличить ее подвижность, способствует растворению в нефти и выпавших из нее асфальтенов, смол и парафинов. Для теплового воздействия на пласт требуются как нагнетательные, так и эксплуатационные скважины. В коллектор с тяжелой нефтью по нагнетательным скважинам закачивают перегретый пар. Пар способствует нагреву тяжелой нефти и сильно уменьшает ее вязкость. По мере того как пар отдает тепло, он конденсируется, образуя горячую воду, которая заставляет нефть двигаться в сторону эксплуатационных скважин. Схема расположения нагнетательных и эксплуатационных скважин при вытеснении нефти паром аналогична схеме их расположения при заводнении, однако скважины находятся очень близко.

При циклическом нагнетании пара в ствол скважины в отдельные скважины закачивают пар в коллектор в течение некоторого периода времени (примерно двух недель), называемого периодом нагнетания. После нагнетания скважину закрывают на несколько дней (период выдержки), чтобы тяжелая нефть достаточно нагрелась от пара и стала более подвижной. Затем в той же скважине с помощью штангового скважинного насоса производится до-

быча нефти в течение эксплуатационного периода, приблизительно равного периоду выдержки. Закачка пара чередуется с добычей до 20 раз, после чего становится неэффективной. Нефтеотдача при подобном методе может составлять от 25 до 65 % пластовой нефти.

При использовании вибровоздействия (физический метод) призабойная зона пласта подвергается обработке пульсирующим давлением. Благодаря наличию жидкости в порах породы обрабатываемого пласта, по нему распространяются как искусственно создаваемые колебания, так и отраженные волны. Путем подбора частоты колебания давления можно добиться резонанса обоих видов волн, в результате чего возникают нарушения в пористой среде, т.е. увеличивается проницаемость пласта.

Методы повышения пластового давления и увеличения проницаемости пласта позволяют главным образом сокращать сроки разработки залежей за счет более интенсивных темпов отбора нефти и газа. Химические методы характеризуются нагнетанием в истощенный коллектор отдельными порциями различных жидкостей, назначение каждой из которых индивидуально. При этом жидкости перемещаются от нагнетательных к эксплуатационным скважинам. Например, обработка призабойной зоны продуктивного пласта поверхностно-активными веществами преследует цель удаления воды и загрязняющего материала. Отрицательная роль воды проявляется в том, что, попадая на забой скважины, она способствует кальматации части пор, препятствуя притоку нефти и газа. Кроме того, вступая в контакт с глинистыми частицами пород, вода вызывает их набухание и разрушение, что приводит к закупорке тонких поровых каналов.

Поверхностно-активное вещество действует как моющее средство, уменьшая поверхностное натяжение нефти и вымывая ее из поровых пространств коллектора. Нефть собирается в небольшие взвешенные в воде капли, так как образует микроэмульсию. Следующая порция жидкости представляет собой воду, содержащую полимеры и поэтому имеющую более высокую вязкость.

При закачке в нефтяной пласт воды, обработанной ПАВ, снижается поверхностное натяжение на границе системы «нефть – вода», что способствует дроблению глобул нефти и образованию маловязкой эмульсии типа «нефть в воде», для перемещения которой необходимы меньшие перепады давления. Одновременно резко снижается и поверхностное натяжение на границе нефти с породой, благодаря чему она более полно вытесняется из пор и смывается с поверхности породы. Концентрация наиболее эффективных ПАВ в воде при заводнении пластов не превышает 0,05 %. При вытеснении нефти водой нередки случаи, когда вследствие различия вязкостей жидкостей или разной проницаемости отдельных участков пласта имеет место опережающее продвижение вытесняющего агента по локальным зонам пласта. Это приводит к недостаточно полному вытеснению нефти.

Вытеснение нефти растворами полимеров, т.е. водой с искусственно повышенной вязкостью, создает условия для более равномерного продвижения водонефтяного контакта и повышения конечной нефтеотдачи пласта. Для «загущения» воды применяют различные водорастворимые полимеры, из которых наиболее широкое применение получил полиакриламид (ПАА), хорошо растворяющийся в воде и уже при концентрациях $0,01 \div 0,05$ % придающий ей вязко-упругие свойства.

При нагнетании в пласт микроэмульсий с полимерами сначала, для подготовки коллектора, закачивают порцию пластовой воды, которая движется впереди фронтов других закачиваемых химических реагентов. Давление указанного раствора со стороны нагнетательной скважины способствует продвижению поверхностно-активных веществ и фронта нефтяной микроэмульсии вперед по коллектору, в сторону эксплуатационных.

Подобный метод высокоэффективен, степень извлечения достигает более чем 40 % от оставшейся нефти, однако он очень дорогостоящий. Кроме того, при планировании использования поверхностно-активных веществ с целью повышения коэффициента нефтегазоотдачи необходимо учитывать свойство карбонатных пород впитывать ПАВ. Роль раствора полимеров могут выполнять также пены, по своим свойствам превышающие вязкость воды в $5 \div 10$ раз, что и обеспечивает большую полноту вытеснения нефти. Приготовление рабочего раствора производится на аэрированной воде с добавкой $0,2 \div 1$ % пенообразующих веществ.

Процесс вытеснения нефти газовой фазой предполагает закачивание в коллектор газа, который растворяется в нефти. Под закачиванием инертных газов подразумевается использование углекислого газа (диоксида углерода), азота или сжиженного нефтяного газа. Закачиваемый газ не должен ни вызывать коррозии промышленного оборудования, ни создавать взрывчатых смесей с природным газом коллектора, помимо этого, должен быть доступным и относительно недорогим. При использовании углекислого газа его обычно перевозят в сжиженном состоянии. При нагнетании в скважину углекислоты происходит ее растворение в нефти, что сопровождается уменьшением вязкости последней и соответствующим увеличением притока к эксплуатационной скважине. Из-за очень высокой текучести диоксид углерода обычно распространяется в виде языка и прорывается в скважины, оставляя в коллекторе нетронутые области. Для предотвращения этого проявления используют принцип попеременного закачивания газа и воды. При вытеснении нефти из пласта сжиженным нефтяным газом (пропан, бутан, смесь пропана с бутаном) происходит их смешение в пласте, что приводит к уменьшению вязкости и увеличению скорости фильтрации пластового флюида. Источником сжиженного нефтяного газа обычно служит жирный природный газ.

При определенных условиях коллектора в скважину закачивают азот. Понизить вязкость нефти можно с помощью метода внутрискважинного горения, сущность которого заключается в том, что после зажигания тем или иным способом нефти у забоя нагнетательной (зажигательной) скважины в пласте создается движущийся очаг горения за счет постоянного нагнетания с поверхности воздуха или смеси с природным газом. Образующиеся впереди фронта горения пары нефти, а также нагретая нефть с пониженной вязкостью движутся к эксплуатационным скважинам и извлекаются через них на поверхность. Для наблюдения за движением фронта подземного горения могут применяться сейсмические методы.

Если скважина неглубокая, поджечь нефть можно с помощью как фосфорной бомбы, так и газовой горелки, которую опускают в скважину. В глубоких коллекторах можно просто закачать воздух, и он вызовет возгорание. В процессе горения нефти для поддержания огня в скважину необходимо нагнетать большие объемы воздуха. Закачивание воздуха является самой дорогостоящей частью указанной технологии, причем стоимость его повышается

с глубиной нефтеносной формации, так как требуется большее число крупных компрессоров. Наиболее распространенный тип внутрислоевого горения прямоточное сжигание, в процессе которого огонь и закачиваемый воздух оказываются в нагнетательной скважине. Нефть протекает в сторону эксплуатационной скважины. При сухом сжигании закачивают только воздух, при «мокром» сжигании или сочетании прямоточного сжигания и заводнения используют воду и воздух либо одновременно, либо попеременно. Это способствует возникновению водяного пара, помогающего движению нефти.

При использовании технологии внутрислоевого горения существует проблема термической коррозии подземного оборудования в силу высоких температур и образования при горении коррозионно-агрессивных газов. Эффективность технологии внутрислоевого горения может составлять 30÷40 % запасов нефти месторождения, однако может оказаться и неудачным, если на месторождении не окажется достаточно нефти для поддержания процесса горения. Все вышеперечисленные методы и способы относятся к геоэкологическим технологиям увеличения добычи пластовых флюидов, их можно применять как в период первичной добычи, так и на завершающих стадиях эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений, актуальность использования которых подтверждается аналитическим прогнозом сокращения общих мировых запасов углеводородов и возможным энергетическим кризисом. В настоящее время постоянно ведутся поиски новых инновационных геоэкологических технологий увеличения объемов добычи углеводородов, что позволит наиболее полно извлекать ценные природные ресурсы, повышая тем самым эффективность геологоразведочных работ.

Работа выполнена в рамках ГК 14.В37.21.0586 ФЦП РФ.

Список литературы

1. Серебряков А. О. Морская инженерная геология : монография / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2008. – 314 с.
2. Серебряков А. О. Геоэкология поисков, добычи и переработки нефти в морских акваториях : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011. – 444 с.
3. Серебряков А. О. Рациональное природопользование ресурсами месторождений нефти и газа : монография / А. О. Серебряков, В. С. Мерчева. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 492 с.
4. Серебряков А. О. Экология и парагенез кислых газов, нефти и воды солеродных регионов : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 505 с.
5. Серебряков О. И. Геохимическая нанотехнология повышения компонентоотдачи газовых залежей сложного состава / О. И. Серебряков, В. С. Мерчева, Т. С. Смирнова // Естественные и технические науки. – № 3. – 2010. – С. 199–205.

References

1. Serebryakov A.O. *Morskaja inzhenernaja geologija* [Sea engineering geology]. Astrakhan: Izd. dom "Astrahanskij universitet", 2008, 314 p.
2. Serebryakov A.O. *Geojekologija poiskov, dobychi i pererabotki nefi v morskij akvatorijah* [Geoeology exploration, extraction and refining of oil in marine waters]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011, 444 p.
3. Serebryakov A.O., Mercheva V.S. *Racional'noe prirodnopol'zovanie resursami mestorozhdenij nefi i gaza* [Rational nature resources of oil and gas]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 492 p.

4. Serebryakov A.O. *Jekologija i paragenez kislyh gazov, nefiti i vody solerodnyh regionov* [Ecology and parageneses acid gas, oil and water halmeic regions]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 505 p.

5. Serebryakov O.I., Mercheva V.S., Smirnova T.S. Geohimicheskaja nanotehnologija povyshenija komponentootdachi gazovyh zalezhej slozhnogo sostava [Geochemical nanotechnology improve komponentootdachi gas deposits of complex composition]. *Estestvennye i tehnicheckie nauki* [Natural and Technical Sciences], 2010, no. 3, pp. 199–205.