

Газовые методы повышения нефтеотдачи пластов

Остаточную нефть из заводненных пластов способны вытеснять лишь те рабочие агенты, которые смешиваются с нефтью и водой или имеют сверхнизкое межфазное натяжение на контакте. Такие условия возникают при вытеснении нефти газами высокого давления, двуокисью углерода и мицеллярными растворами, которые практически полностью устраняют отрицательное влияние капиллярных сил на вытеснение нефти.

Эти методы относятся к числу наиболее высокопотенциальных и перспективных, способных снижать остаточную нефтенасыщенность в зоне, охваченной рабочим агентом, до 2-5 %. Главное в применении этих методов - обеспечить высокий охват нефтяной залежи эффективным вытесняющим агентом. Эти методы имеют принципиальное значение, так как основная часть остаточной нефти на известных разрабатываемых месторождениях остается в виде заводненных остаточных запасов, которые будет значительно труднее извлекать, чем из не заводненных пластов.

Вытеснение нефти двуокисью углерода

С нефтью и водой могут смешиваться спирты и жидкая двуокись углерода. Однако некоторые спирты плохо растворяются в воде (бутиловый), а другие, наоборот, плохо растворяются в нефти (этиловый и метиловый). Двуокись углерода растворяется в воде и в нефти разного состава и плотности.

При температуре выше 31°C двуокись углерода находится в газообразном состоянии при любом давлении. Давление $7,2$ МПа также является критическим. При меньшем давлении CO_2 из жидкого состояния переходит в парообразное (испаряется).

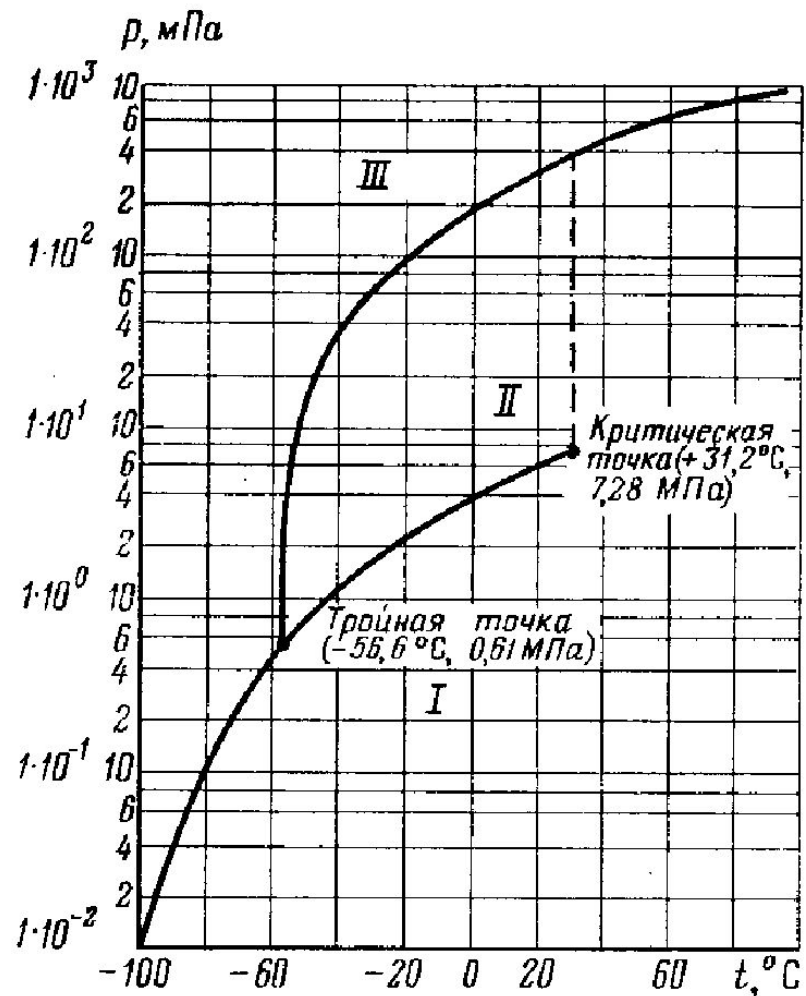


Рис. 62. Диаграмма фазового состояния двуокиси углерода в зависимости от давления и температуры.

Фаза: I — газовая; II — жидкая; III — твердая

Плотность и вязкость жидкой двуокиси углерода изменяются в пределах от 0,5 до 0,9 т/м³ и от 0,05 до 0,1 мПа •с, а газообразной - от 0,08 до 0,1 кг/м³ и от 0,02 до 0,08 мПа•с при давлениях 8-25 МПа и температуре 20-100°С.

При высоких давлениях (более 15 МПа) и низкой температуре пласта (менее 40° С) плотность жидкой и газообразной двуокиси

углерода становится почти одинаковой (0,6-0,8 т/м³).

Двуокись углерода растворяется в воде значительно лучше углеводородных газов.

Растворимость двуокиси углерода в воде увеличивается с повышением давления и уменьшается с повышением температуры.

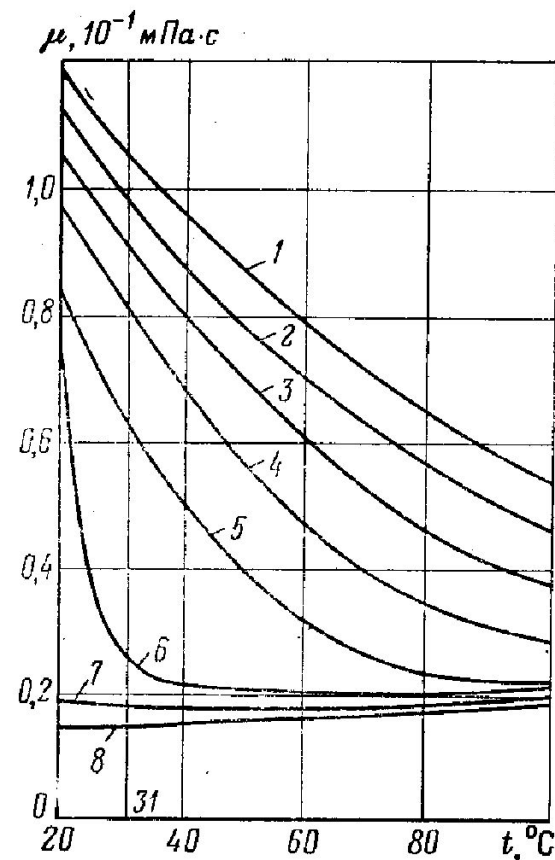


Рис. 63. Зависимость вязкости двуокиси углерода μ от температуры при разных давлениях.

Давление, МПа: 1 — 30; 2 — 25; 3 — 20; 4 — 15; 5 — 10; 6 — 7; 7 — 5; 8 — 0,1

В пластовых условиях в воде растворимость двуокиси углерода находится в пределах от 30 до 60 м³/м³ (3-5 %).

С ростом минерализации воды растворимость двуокиси углерода в ней снижается.

При растворении в воде двуокиси углерода вязкость ее несколько увеличивается. Однако это увеличение незначительно. При массовом содержании в воде 3-5 % двуокиси углерода вязкость ее увеличивается лишь на 20-30 %.

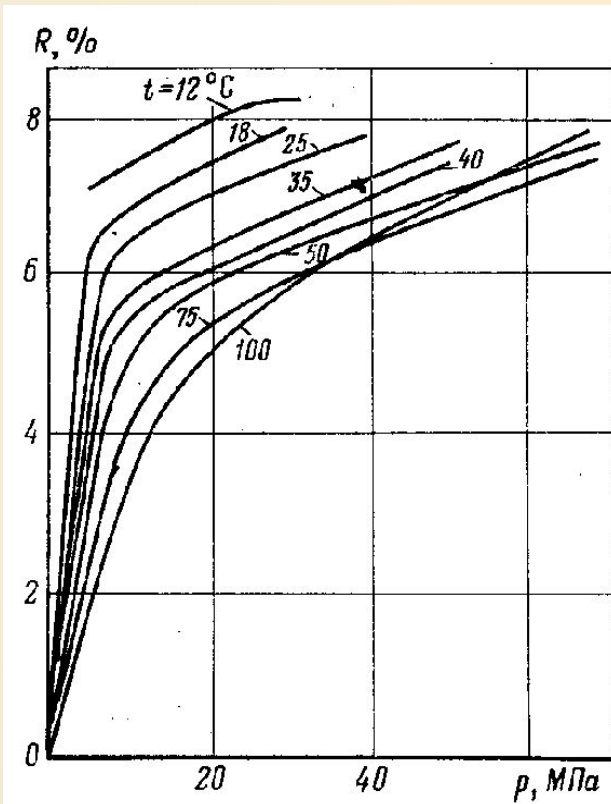
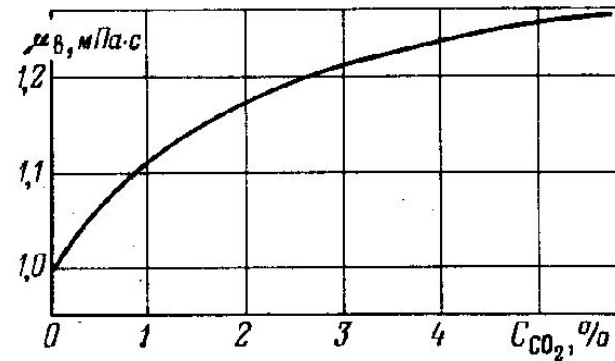


Рис. 64. Зависимость растворимости двуокиси углерода R в воде от давления при разных температурах

Рис. 65. Зависимость вязкости воды μ_v от концентрации двуокиси углерода C_{CO_2}



Образующаяся при растворении CO_2 в воде угольная кислота H_2CO_3 растворяет некоторые виды цемента и породы пласта и повышает проницаемость. Согласно лабораторным данным БашНИПИнефти, проницаемость песчаников увеличивается при этом на 5-15 % , а доломитов - на 6-75 % .

В присутствии двуокиси углерода снижается набухаемость глинистых частиц.

Двуокись углерода растворяется в нефти в 4-10 раз лучше, чем в воде, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. Во время перехода межфазное натяжение между ними становится очень низким и вытеснение приближается к смешивающемуся.

Двуокись углерода в воде способствует разрыву и отмыву пленочной нефти, покрывающей зерна породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах и фазовая проницаемость нефти увеличивается.

Двуокись углерода растворяется в нефти значительно лучше метана. Растворимость CO_2 в нефти увеличивается с ростом давления и уменьшением температуры и молекулярной массы нефти. Содержание метана или азота снижает растворимость CO_2 в нефти и повышает давление смесимости. Нефти с высоким содержанием парафиновых углеводородов лучше растворяют CO_2 , чем нефти с высоким содержанием нафтеновых и, тем более, ароматических углеводородов.

При давлениях выше давления полной смесимости CO_2 и нефть будут образовывать однофазную смесь при любом содержании в ней CO_2 , т. е. будет неограниченная смесимость. Давление полной смесимости для разных нефтей весьма различно и может изменяться от 8 до 30 МПа и более. Для легких маловязких нефтей давление смесимости меньше, для тяжелых высоковязких - больше.

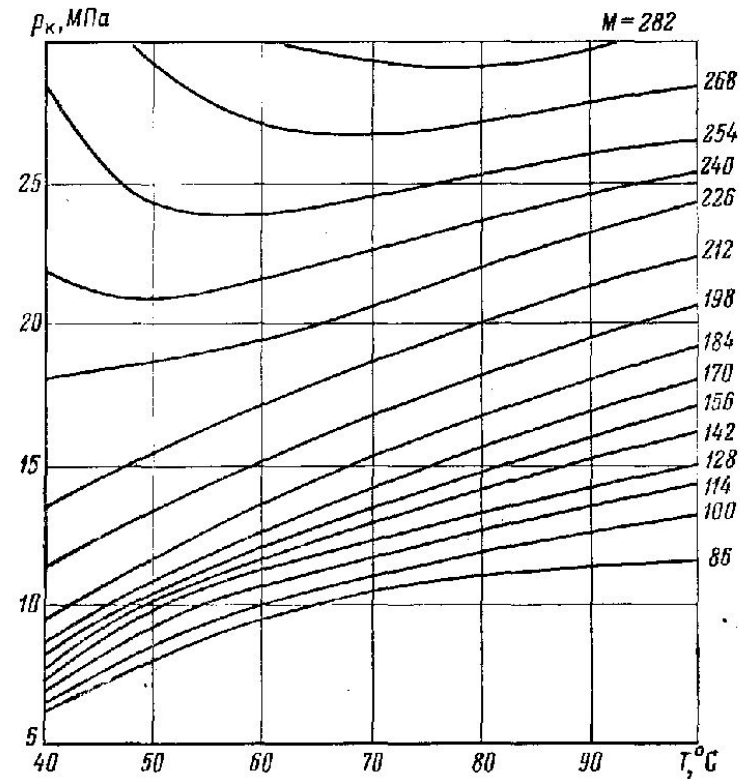


Рис. 66. Номограмма для определения критических давлений p_k смесимости смесей CO_2 с нефтями в зависимости от температуры T и молекулярной массы нефти M

Вместе с тем давление смесимости CO_2 и нефти зависит от давления насыщения нефти газом. С увеличением давления насыщения от 5 до 9 МПа давление смесимости повышается от 8 до 12 МПа. Содержание в CO_2 метана и азота повышает давление смесимости. Например, содержание в CO_2 10-15 % метана или азота повышает давление смесимости более чем на 50 %. И наоборот, добавление к углекислому газу этана или других углеводородных газов с высокой молекулярной массой снижает давление смесимости.

Повышение температуры от 50 до 100°C увеличивает давление смесимости на 5-6 МПа.

Ввиду влияния указанных факторов на давление смесимости, CO_2 лишь частично смешивается со многими нефтями при реальных пластовых давлениях. Однако в пластах CO_2 , контактируя с нефтью, частично растворяется в ней и одновременно экстрагирует углеводороды, обогащаясь ими. Это повышает смесимость CO_2 и по мере продвижения фронта вытеснение становится смешивающимся. Для вытеснения нефти двуокисью углерода требуются значительно меньшие давления, чем для вытеснения одним углеводородным газом. Так, для смешивающегося вытеснения легкой нефти углеводородным газом требуется давление 27-30 МПа, тогда как для вытеснения CO_2 достаточно 9-10 МПа.

При растворении в нефти CO_2 вязкость нефти уменьшается, плотность повышается, а объем значительно увеличивается: нефть как бы набухает.

При высоком давлении и температуре механизм смесимости CO_2 и нефти характеризуется процессом испарения углеводородов из нефти в CO_2 , а при низкой температуре механизм больше соответствует конденсации, адсорбции CO_2 в нефть.

При давлениях, меньших давления смесимости, смесь CO_2 и нефти разделяется

на составные фазы: газ CO_2 с содержанием легких фракции нефти и нефть без легких фракций. Из нефти могут выпадать асфальтены, парафины в виде твердого осадка

Увеличение плотности нефти при растворении в ней CO_2 не превышает 10-15%, составляя, как правило, не более чем 2-3 %, что связано со значительным расширением объема нефти.

Увеличение объема нефти в 1,5-1,7 раза при растворении в ней CO_2 вносит особенно большой вклад в повышение нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, содержащих маловязкие нефти. При вытеснении высоковязких нефтей основной фактор, увеличивающий коэффициент вытеснения, - уменьшение вязкости нефти при растворении в ней CO_2 .

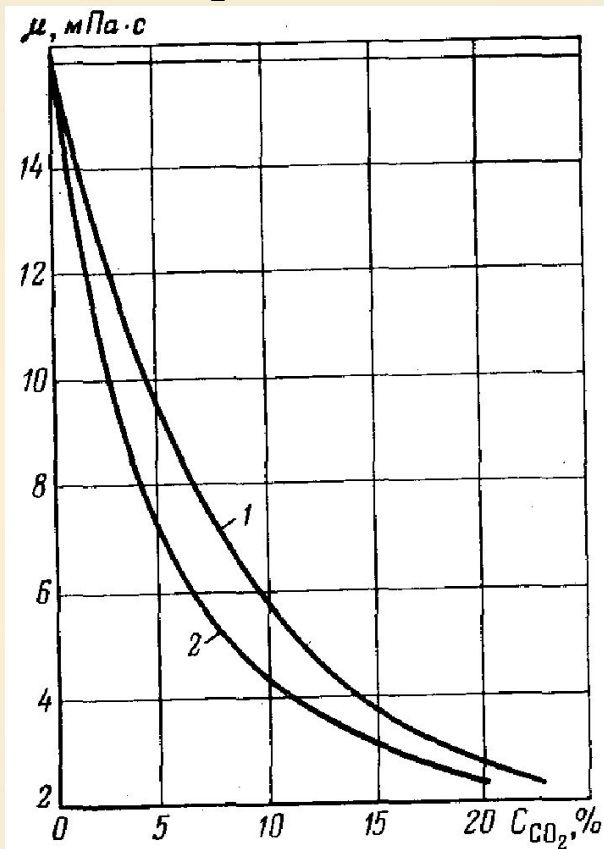


Рис. 67. Зависимость вязкости нефти μ от концентрации в ней CO_2 для нефтей Арланского и Туймазинского месторождений.

Месторождение: 1 — Арланское; 2 — Туймазинское

Вязкость нефти снижается тем сильнее, чем больше ее начальное значение.

Начальная вязкость нефти, мПа·с	Вязкость нефти при полном насыщении CO_2 , мПа·с
1000—9000	15—160
100—600	3—15
10—100	1—3
1—9	0,5—0,9

Как видно, вязкость нефти снижается очень сильно под действием растворения в ней CO_2 (не менее, чем под действием теплоты).

При снижении давления и разделении смеси нефть- CO_2 на составные фазы происходит переход легких компонентов нефти в двуокись углерода. При этом оставшаяся нефть утяжеляется, уменьшаются ее объем и растворимость в ней CO_2 , увеличиваются плотность и вязкость. Вследствие этого снижается подвижность нефти, оставшейся за фронтом вытеснения CO_2 .

Механизм процесса вытеснения нефти.

При пластовом давлении выше давления полной смесимости пластовой нефти с CO_2 двуокись углерода будет вытеснять нефть как обычный растворитель (смешивающееся вытеснение). Тогда в пласте образуются три зоны - зона первоначальной пластовой нефти, переходная зона (от свойств первоначальной нефти до свойств закачиваемого агента) и зона чистого CO_2 . Если CO_2 нагнетается в заводненную залежь, то перед зоной CO_2 формируется вал нефти, вытесняющий пластовую воду.

В лабораторных условиях при вытеснении некоторых моделей нефти двуокисью углерода из однородных пористых сред в нескольких случаях достигался коэффициент вытеснения 1.

Однако в опытах с реальными нефтями коэффициент вытеснения не превышает 0,94-0,95 %, что объясняется, видимо, выпадением в твердый осадок высокомолекулярных компонентов нефти.

При давлении в пласте меньше давления смесимости, CO_2 частично растворяется в нефтяной фазе, улучшая ее фильтрационные характеристики, а легкие фракции нефти, наоборот, переходят в CO_2 .

Происходит компонентное разделение нефти. Двуокись углерода, насыщенная легкими фракциями нефти, вытесняет нефть, частично насыщенную CO_2 . В зоне промытой CO_2 остаточная нефть приобретает свойства тяжелого нефтяного остатка.

Лабораторными опытами установлено, что CO_2 в жидком виде лучше вытесняет нефть, чем в газообразном, при температуре, близкой к критической (31°C), и давлении, близком к критическому (7 МПа).

При температуре в пласте выше критической, CO_2 при любом давлении будет находиться в газообразном состоянии и вытеснять нефть со всеми недостатками, присущими агенту с малой вязкостью, т. е. при малом охвате неоднородных пластов процессом. Поэтому всегда желательно нагнетать в пласты двуокись углерода в жидком виде и выбирать объекты для ее применения с температурой, незначительно отличающейся от критической ($25\text{-}40^\circ\text{C}$).

Влияние объемных эффектов на вытеснение нефти двуокисью углерода.

Увеличение объема нефти под воздействием растворяющегося в ней CO_2 наряду с изменением вязкости жидкостей (уменьшением вязкости нефти и увеличением вязкости воды) - один из основных факторов, определяющих эффективность его применения в процессах добычи нефти и извлечения ее из заводненных пластов.

Объемное расширение нефтей зависит от давления, температуры и количества растворенного газа. На объемное расширение нефти под воздействием CO_2 влияет также содержание в ней легких углеводородов (С3-С7). Чем больше в нефти содержание легких углеводородов, тем больше ее объемное расширение.

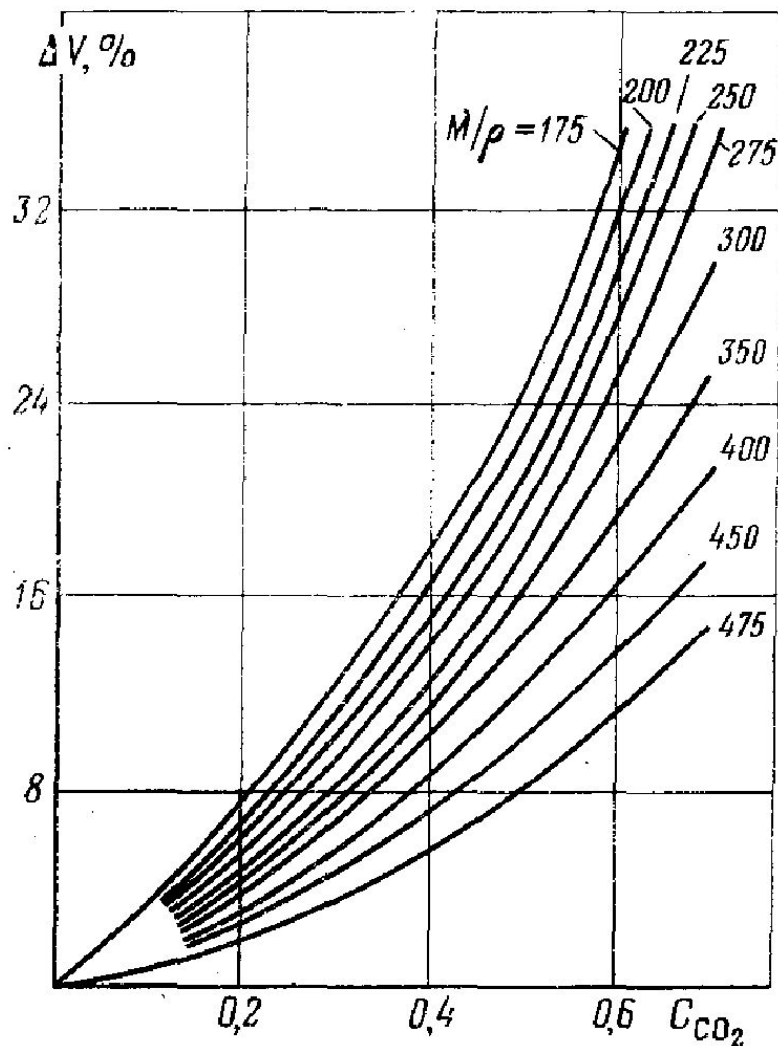


Рис. 68. Зависимость объемного расширения нефти ΔV от концентрации CO_2 в нефти при различных M/ρ

Объемное расширение нефти в пласте или «набухание» вызывает искусственное увеличение нефтенасыщенного объема порового пространства коллектора. Давление в порах повышается, и в добывающие скважины дополнительно вытесняется часть остаточной неподвижной нефти.

Объемное расширение нефти даже при частичном насыщении CO_2 увеличивает коэффициент вытеснения на 6-10% за счет повышения фазовой проницаемости для нефти и конечную нефтеотдачу.

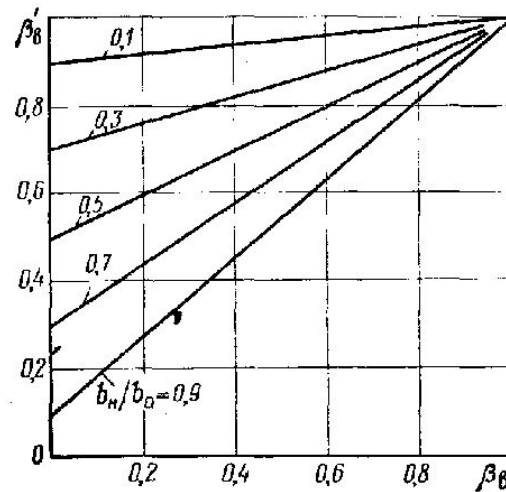


Рис. 69. Зависимость коэффициента вытеснения нефти двуокисью углерода β'_v от коэффициента вытеснения водой β_v при разных отношениях объемных коэффициентов начальной и остаточной нефти b_n/b_o .

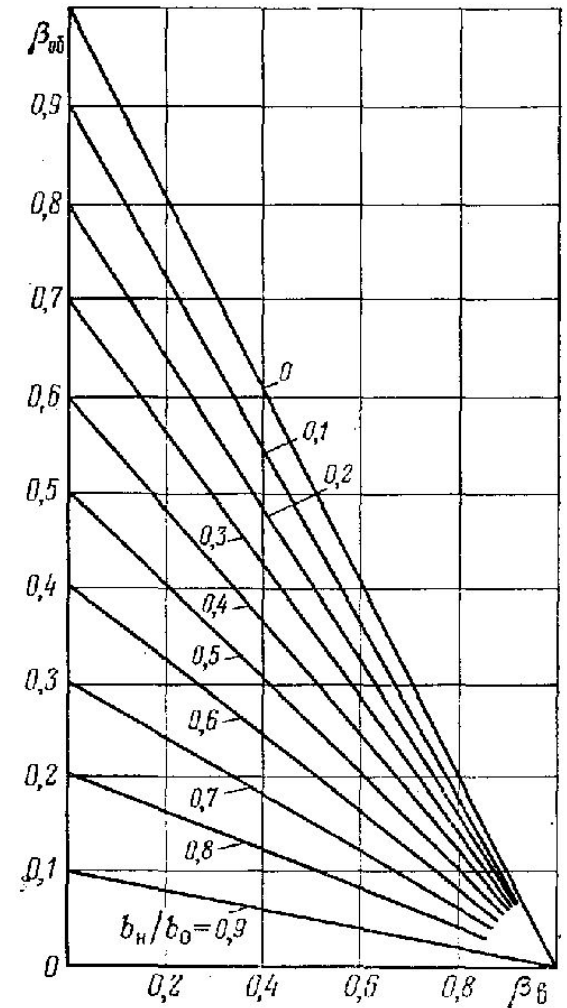


Рис. 70. Зависимость коэффициента объемного эффекта β_{vo} от коэффициента вытеснения β_v при разном отношении объемных коэффициентов начальной и остаточной нефти b_n/b_o .

Технология и системы разработки.

В связи с тем что давление определяет смесимость, состояние смеси нефть- CO_2 и эффективность вытеснения нефти, основными регулируемыми элементами технологии процесса являются давление нагнетания CO_2 и поддержание пластового давления.

Оптимальное давление, при котором CO_2 наиболее эффективно вытесняет нефть, следует определять в каждом конкретном случае экспериментально при условиях, близких к пластовым, т. е. определение давления смесимости для пластовых нефтей с CO_2 проводить в пористой среде реального пласта.

Другое важное условие технологии вытеснения нефти CO_2 - его чистота, от которой зависит смесимость с нефтью. Чистый CO_2 (99,8-99,9%) имеет минимальное давление смесимости, лучше смешивается с нефтью и вытесняет ее, а при сжижении может закачиваться в пласты насосами без осложнений и необходимости удаления газов. При содержании в смеси с CO_2 большого количества легких углеводородных и инертных газов нагнетание смеси возможно только в газообразном состоянии.

Если в пласт закачивается CO_2 в смеси с метаном (природный газ) или азотом (дымовые газы), то давление смесимости будет очень высоким, а эффективность вытеснения нефти CO_2 - сниженной. Это объясняется тем, что метан или азот препятствует смесимости нефти и CO_2 .

Для вытеснения нефти одним CO_2 требуется его большой расход для ощутимого увеличения нефтеотдачи. Ввиду большой разницы вязкостей и плотностей CO_2 и нефти возможны быстрые прорывы CO_2 к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям, гравитационное разделение их и значительное уменьшение коэффициента охвата по сравнению с заводнением. Вследствие этого эффект повышения вытеснения нефти CO_2 может быть меньше потерь в нефтеотдаче за счет снижения охвата вытеснением. С целью экономии CO_2 , предотвращения его прорывов к добывающим скважинам, снижения гравитационных эффектов и увеличения коэффициента охвата, применение CO_2 целесообразно сочетать с заводнением.

Заводнение карбонизированной водой.

Самый простой способ подачи CO_2 в пласт - нагнетание воды, полностью или частично насыщенной (3-5%) CO_2 . В пласте CO_2 переходит из воды в оставшуюся за фронтом нефть, изменяя ее объем и фильтрационные свойства, вязкость и фазовую проницаемость. При этом фронт концентрации CO_2 в воде значительно отстает от фронта вытеснения. Отставание зависит от коэффициента вытеснения нефти водой, коэффициента распределения CO_2 между нефтью и водой, концентрации CO_2 в воде, давления и температуры и из меняется от 2 до 8 раз, т. е. путь, пройденный фронтом вытеснения нефти водой, в 2-8 раз больше пути, пройденного фронтом начальной концентрации CO_2 в воде.

Это обстоятельство значительно увеличивает сроки получения эффекта, длительность разработки нефтяных месторождений и расход нагнетаемой воды. Лабораторные эксперименты и численные расчеты, проведенные в БашНИПИнефти, показывают, что коэффициент вытеснения нефти карбонизированной водой повышается всего на 10-15 % при нагнетании в пласты пяти-шести поровых объемов.

Коэффициент охвата пласта в случае применения карбонизированной воды несколько выше, чем при обычном заводнении. Это объясняется снижением капиллярных сил на границах фаз и уменьшением контактного угла смачивания водой породы. Гравитационные силы, плотность сетки скважин и система разработки оказывают на процесс вытеснения нефти карбонизированной водой такое же влияние, как и на обычное заводнение .

Вытеснение оторочкой двуокиси углерода.

Отставания фронта CO_2 от фронта вытеснения нефти водой можно избежать (или значительно уменьшить), нагнетая в пласт чистую CO_2 в виде оторочки в объеме 10-30 % от объема пор, продвигаемой затем водой.

Характерные зоны по насыщенности (несмешивающееся вытеснение).

Зона I - однофазное течение нефти в присутствии погребенной воды.

Зона II - совместное движение CO_2 , нефти и воды, сопровождаемое активным массообменом между этими фазами.

Зона III - движение нефтяного вала в присутствии погребенной воды и заземленного газа. Здесь происходит массообмен углекислым газом между фазами, но в меньшей степени, чем в зоне II.

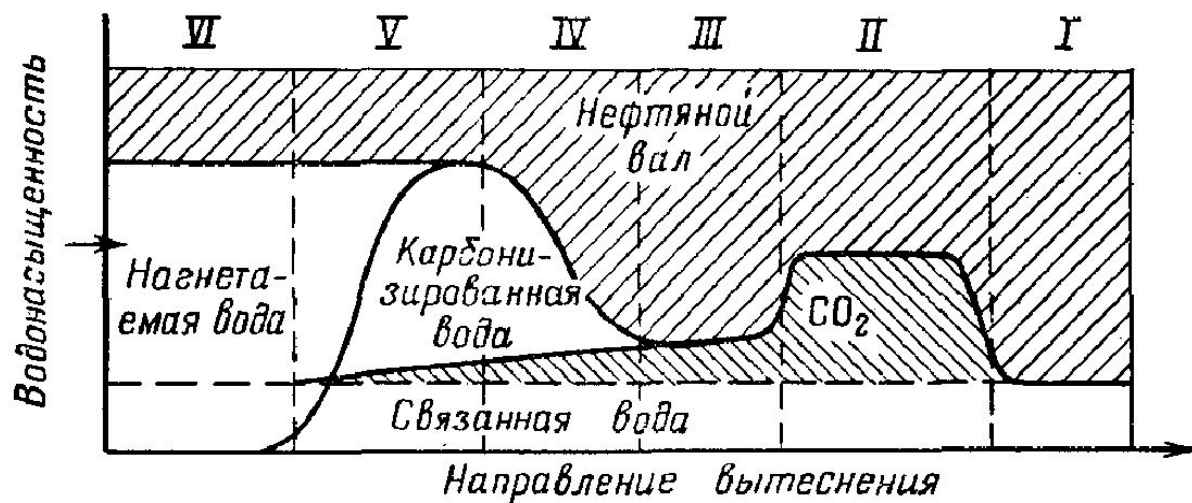


Рис. 71. Схема вытеснения нефти оторочкой газообразной двуокиси углерода из необводненного пласта и распределения насыщенности воды, нефти и CO_2 при неполной смешимости

Зона IV - движение карбонизированной воды в присутствии лишенной легких фракций и поэтому малоподвижной нефти и защемленного CO_2 . Массообмен крайне ограничен, так как перед лишенной CO_2 нагнетаемой водой движется вал погребенной воды, которая насыщается на фронте вытеснения нефти CO_2 .

Зона V - движение нагнетаемой воды в присутствии остаточной нефти. Содержащийся в нефти CO_2 переходит в нагнетаемую воду, и его концентрация уменьшается в этих зонах от максимального значения до нуля в направлении, противоположном движению потока.

Зона VI - движение воды в присутствии остаточной нефти и в отсутствие CO_2 . Если размер оторочки CO_2 невелик, то с течением времени зоны II и III исчезают. Вода обгоняет CO_2 , и происходит вытеснение нефти карбонизированной водой. Между зонами I и IV появляются две новые зоны: зона VII, в которой происходит вытеснение нефти водой, лишенной CO_2 , и зона VIII, в которой нефть вытесняется карбонизированной водой. Насыщение воды CO_2 происходит в зоне IV, т. е. на удалении от линии нагнетания. В результате этого отставание фронта CO_2 от фронта вытеснения (размер зоны VII) при нагнетании оторочки CO_2 всегда меньше, чем при нагнетании карбонизированной воды. В дальнейшем нагнетаемая вода насыщается CO_2 в области защемленного газа.

В конечном счете защемленный газ исчезает и в пласте остаются только зоны VI и V. В зоне VI объем нефти, не содержащей CO_2 , значительно меньше, чем в зоне V. Важно то, что вода переносит CO_2 из областей, где нефть практически неподвижна (зоны IV и V), в области, не охваченные воздействием CO_2 . Вследствие этого даже небольшие оторочки CO_2 обеспечивают заметный прирост нефтеотдачи.

При увеличении объема нагнетаемого в пласт CO_2 нефтеотдача пласта, естественно, будет увеличиваться.

При увеличении размера оторочки коэффициент вытеснения нефти растет неравномерно, с увеличением оторочки прирост снижается. В результате при небольших оторочках расход CO_2 на тонну дополнительно добытой нефти ниже, чем при больших. С другой стороны, с увеличением оторочки уменьшается срок разработки и сокращается расход нагнетаемой воды.

Аналогичная зависимость нефтеотдачи от размера оторочки получается и в неоднородном пласте. В большинстве случаев (при невысокой неоднородности пластов) оптимальный объем оторочки CO_2 находится в пределах от 20 до 30 % от объема пор.

При вытеснении нефти оторочкой CO_2 нефтеотдача очень сильно зависит от условий для гравитационного разделения. При большой вертикальной проницаемости пласта нефтеотдача может быть в 2-2,5 раза меньше, чем при нулевой проницаемости по толщине пласта.

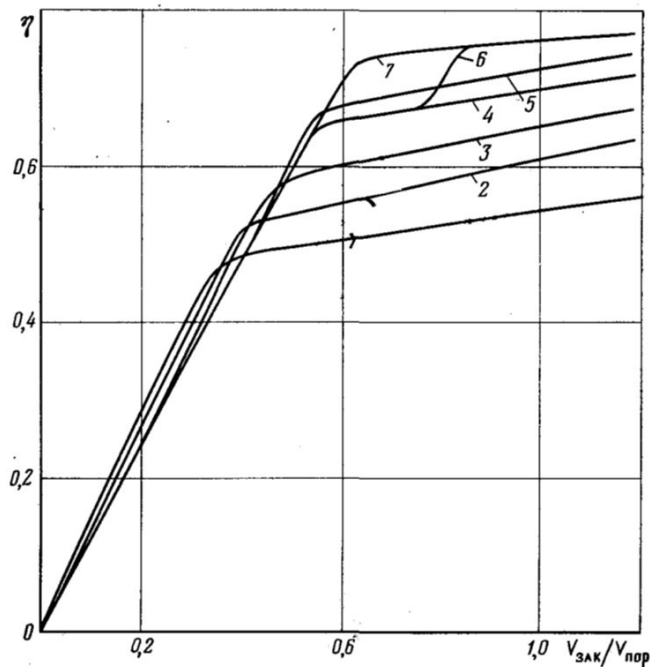


Рис. 72. Зависимость нефтеотдачи однородного пласта η от объема относительной закачки воды $\bar{V}_{\text{пор}}$ при вытеснении нефти водой и оторочками CO_2 разного размера.

Вытеснение: 1 — водой; оторочкой CO_2 размером: 2 — $0,05 V_{\text{пор}}$; 3 — $0,01 V_{\text{пор}}$; 4 — $0,1 V_{\text{пор}}$; 5 — $0,2 V_{\text{пор}}$; 6 — $0,5 V_{\text{пор}}$; 7 — $0,3 V_{\text{пор}}$ (по расчету Е. А. Зискина)

Вытеснение чередующимися оторочками двуокиси углерода и воды.

Исследования, экспериментальные и аналитические, показывают, что более высокую эффективность от этого метода можно получить, нагнетая необходимый объем CO_2 небольшими порциями попеременно с водой или одновременно нагнетая CO_2 и воду. Эффективность этого процесса в большей мере зависит от отношения размеров порций CO_2 и воды, т. е. газовой отношения при чередующейся закачке.

С уменьшением этого отношения уменьшается вязкостная неустойчивость продвижения CO_2 , уменьшается вероятность преждевременного прорыва CO_2 по высокопроницаемым слоям в нагнетательные скважины и в результате увеличивается коэффициент охвата. При некоторых соотношениях воды и CO_2 коэффициент охвата может быть выше, чем при обычном заводнении или при нагнетании карбонизированной воды. Вместе с тем, при малом соотношении объемов газа и воды процесс по эффективности приближается к закачке карбонизированной воды.

При увеличении газовой отношения возможно неблагоприятное проявление гравитационной неустойчивости из-за различных плотностей воды и CO_2 . Или же при резкой слоистой неоднородности CO_2 будет прорываться в добывающие скважины по высокопроницаемым слоям, а затем туда устремится и вода, обеспечивая низкий охват процессом вытеснения. Поэтому существует оптимальное отношение объемов CO_2 и воды при чередующейся закачке для достижения наибольшего эффекта, которое должно обосновываться специальными исследованиями и расчетами.

Решающий фактор при выборе отношения объемов закачки CO_2 и воды - недопущение прорыва CO_2 к добывающим скважинам. Обычно это отношение может изменяться от 0,25 до 1.

Размеры оторочек (порций) CO_2 и воды могут быть достаточно большими - до 10-20 % от объема пор при полной смесимости CO_2 и нефти, высокой нефтенасыщенности и достаточной однородности пласта. В случае слабой смесимости CO_2 и нефти (тяжелые нефти, низкое давление) порции CO_2 и воды должны быть малыми при чередующейся закачке.

С повышением неоднородности пластов и вязкости нефти размеры порций CO_2 и воды должны уменьшаться. При маловязких нефтях и слабой неоднородности пластов CO_2 целесообразно применять с начала разработки.

В неоднородных пластах и при высоковязкой нефти более высокую конечную нефтеотдачу можно получить, применяя CO_2 на поздней стадии разработки, т. е. в заводненном пласте. Этот неожиданный эффект объясняется различной растворимостью CO_2 в нефти и воде.

Другие возможные технологии, повышающие охват пластов вытеснением.

В некоторых проектах для повышения эффективности использования CO_2 предлагалось после попеременного нагнетания CO_2 и воды попеременно нагнетать воду и другой, более доступный газ (природный, дымовой и т. п.). При этом происходит смешивающееся вытеснение нерастворенного CO_2 с более дешевым газом, снижается остаточная насыщенность пласта CO_2 и в результате уменьшаются его расходы.

Для уменьшения подвижности свободного CO_2 в пласте при неполной смесимости и повышения охвата возможно применение водорастворимых ПАВ, водных растворов силиката натрия с целью образования пен и геля в высокопроницаемых слоях. Основные проблемы при этом - стабилизация пен, адсорбция ПАВ и сохранение геля в минерализованной среде. Лабораторные эксперименты подтверждают целесообразность осуществления этих мероприятий, повышающих охват вытеснением неоднородных пластов.

В проекте доработки заводненного пласта Б2 Радаевского нефтяного месторождения (вязкость нефти 20-22 мПа·с) с использованием CO_2 нагнетание его попеременно с водным раствором полимера для улучшения охвата и распределения CO_2 по объему пласта, согласно расчетам, может повысить прирост нефтеотдачи от 10 до 13 %.

Венгерские специалисты реализовали следующую, технологию вытеснения нефти CO_2 из истощенных пластов.

Углекислый газ закачивается в истощенный пласт при низком давлении (2 МПа), он замещает в пласте свободные углеводородные газы.

Пластовое давление за счет нагнетания CO_2 повышается от 2 МПа до первоначального (10-13 МПа).

При наличии в пористой среде свободного CO_2 нефть вытесняется перенасыщенной карбонизированной водой ($28-30 \text{ м}^3 \text{ CO}_2$ на 1 м^3 воды).

При этой технологии удалось получить коэффициент вытеснения нефти в охваченной части пласта более 90 % при большом расходе CO_2 (около 0,8 от объема пор) и малом расходе воды (0,53-0,7 от объема пор). Около 70 % закачанного CO_2 извлекается из пласта и после регенерации может быть повторно использовано при соответствующем оборудовании.

Но такую технологию целесообразно применять лишь в тех случаях, когда рядом с нефтяным месторождением расположен крупный дешевый источник CO_2 , например месторождение природного CO_2 с высокой концентрацией (более 70-80 %).

С и с т е м ы р а з р а б о т к и. Применение CO_2 для увеличения нефтеотдачи пластов не предъявляет особых требований к системе разработки, но она обязательно должна быть внутриконтурная, пятирядная, трехрядная или однорядная, или должны применяться различные модификации площадного заводнения. Предпочтение должно быть отдано активным, т. е. малорядным системам разработки.

Применение многорядных систем нежелательно ввиду возможного отбора больших объемов CO_2 первыми рядами добывающих скважин. В случае необходимости применения таких систем следует уменьшать газоводяное отношение.

Размещение скважин для применения метода возможно при любой плотности сетки до 40-50 га/скв и более, так как CO_2 не ухудшает условия дренирования пластов. Как и при обычном заводнении, плотность сетки скважин следует принимать в зависимости от неоднородности пластов по проницаемости и прерывистости исходя из условия более полного охвата дренированием. При разработке пластов, в которых возможна значительная гравитационная сегрегация воды и CO_2 (пласты с большой толщиной и вертикальной проницаемостью), плотность сетки скважин следует увеличивать. При решении вопросов о плотности сетки скважин следует учитывать состояние, герметичность, условия и возможную продолжительность эксплуатации нагнетательных скважин, необходимость бурить скважины-дублеры и принимать максимальные меры по защите от коррозии металла обсадных труб.

Недостатки метода, ограничения, проблемы.

Основной недостаток метода извлечения остаточной нефти при помощи CO_2 заключается в снижении охвата пластов вытеснением по сравнению с обычным заводнением, особенно при неполной смесимости его с нефтью. Если бы удалось обеспечить охват пластов вытеснением CO_2 такой же, как при заводнении, то можно было бы получить существенное увеличение нефтеотдачи пластов, так как в зоне, где проходит CO_2 , смешивающийся с нефтью, остается очень мало остаточной нефти - 3-5 % . Уменьшить снижение охвата пластов вытеснением, как отмечалось, можно разными способами - улучшением условий смесимости чередующимися оторочками воды и газа, изменением их размера, селективной изоляцией определенных интервалов пластов для выравнивания продвижения CO_2 , циклическим воздействием на пласты, соответствующим размещением скважин и вскрытием в них пластов и др.

Другим недостатком метода, видимо, следует считать то, что CO_2 при условиях неполной смесимости с нефтью экстрагирует легкие углеводороды, уносит их, а тяжелые фракции нефти остаются в пласте. Извлечь их в последующем будет труднее, так как они становятся менее подвижными и, возможно, выпадают на поверхность пор, изменяя смачиваемость среды. Ограничением для применения CO_2 с целью повышения нефтеотдачи пластов, помимо геолого-физических критериев, является и наличие ресурсов CO_2 в районе нефтяных месторождений или доступных для транспортировки к месторождениям при благоприятных экономических показателях.

К самым сложным проблемам, возникающим при использовании CO_2 для увеличения нефтеотдачи пластов, относятся возможность коррозии нагнетательных и добывающих скважин и нефтепромыслового оборудования, необходимость утилизации CO_2 – удаления из добываемых углеводородных газов на поверхности и повторной инжекции в нефтяные пласты. Чистый CO_2 (без влаги) не опасен в отношении коррозии. Но при чередовании с водой в нагнетательной скважине или после смешивания с ней в пласте и при появлении в добывающих скважинах и на поверхности он становится коррозионно-активным.

Сложной технической проблемой является транспорт жидкого CO_2 , распределение его по скважинам, требующие специальных труб, качества сварки и т. д.

При использовании совместно с CO_2 воды, несовместимой с пластовой, создаются более благоприятные условия для выпадения солей в пластах, призабойных зонах скважин, подъемных трубах, поверхностном оборудовании и пр.

Существенным недостатком, ограничивающим внедрение метода, является относительно большое поглощение CO_2 пластом потери достигают 60-75 % от общего объема закачки. Они обуславливают большой удельный расход CO_2 на тонну дополнительно добытой нефти.

Опыт применения технологии

В Советском Союзе первые лабораторные эксперименты по применению углекислого газа были проведены ВНИИ и БашНИПИнефть. В 1967 г. закачка CO_2 в виде карбонизированной воды была реализована на Александровской площади Туймазинского месторождения. Общий объем закачки карбонизированной воды составил два поровых объема с концентрацией углекислоты 1,7 %. Охват пласта заводнением по мощности увеличен на 30 %, приемистость нагнетательных скважин на 10–40 %. Удельный эффект от количества закачанного углекислого газа на одну тонну добытой нефти составил – 0,17 т/т.

Закачка двуокиси углерода на Радаевском месторождении была начата с 1984 г. В результате реализации проекта по закачке CO_2 на Радаевском месторождении было закачено 787,2 тыс. т CO_2 , что в 2,6 раза меньше проектного объема за данный период. За счет закачки CO_2 к июлю 1989 г. дополнительная добыча нефти составила 218 тыс. т. Удельный эффект от количества закачанного CO_2 равен 0,28 т/т. При подаче двуокиси возникали сложности, которые были связаны с прорывами углекислотопровода. Поставки углекислого газа были неравномерными. После многочисленных прорывов его эксплуатация стала невозможной. Это послужило основной причиной прекращения эксперимента в 1988 г.

В результате закачки 110 тыс. т жидкого CO_2 на Козловском месторождении удельный эффект равен 0,125 т/т. Похожие проекты по закачке углекислого газа в пласт были реализованы на Сергеевском месторождении в 1984 г., где удельный эффект от закачки к июлю 1989 г. составил 0,23 т/т. Закачанный объем составил 73,8 тыс. т. На Елабужском месторождении закачка CO_2 была начата в 1987 г. Общий объем закачки составил 58,3 тыс. т. Был разработан проект для Ольховского месторождения. При применении данной технологии во всех случаях отмечалось повышение нефтеотдачи. Однако существенные капиталовложения и продолжительный срок до начала окупаемости проектов, а также отсутствие оборудования, которое могло обеспечивать бесперебойную работу при закачке CO_2 , не позволили продолжить дальнейшее развитие технологии в этот период.

Широкий опыт применения данной технологии имеется за рубежом. Закачка углекислоты в пласт активно используется США, Канадой, Венгрией, Турцией, Великобританией и другими странами. Уже в августе 1981 года по всему миру, без учета стран СССР, было зафиксировано 27 действующих проектов по закачке CO₂, девять было завершено и 63 запланировано

По данным на 2014 г. в мире реализуется 136 проектов по закачке углекислого газа, которые осуществляют 30 компаний-операторов. Из них 88 считаются успешными, 18 относят к перспективным проектам, оставшиеся 20 начаты недавно. Десять проектов не удалось реализовать эффективно. Большая часть, а именно 128 из 136, реализуются в США. К самым молодым проектам по закачке двуокиси углерода можно отнести проекты, начатые в 2014 г. на месторождении Slaughter (Smith Igoe), которое находится в штате Техас, США. Несмотря на короткий срок, проект уже считается успешным, а прирост дебита составляет 2,65 м³/сут/скв. Проекты по закачке CO₂ на месторождениях Charlton 19 и Chester 16, расположенных в штате Мичиган, США, разрабатываемые компанией Core Energy, также стартовали в 2014 г.

Воздействие на пласт газом высокого давления

Воздействие углеводородным газом

Метод вытеснения нефти углеводородным газом и его модификации - наиболее эффективные методы повышения нефтеотдачи пластов, особенно для низкопроницаемых коллекторов. Их применение позволяет увеличить коэффициент нефтеизвлечения на 10-15 пунктов по сравнению с традиционными методами разработки нефтяных месторождений.

Воздействие газом высокого давления не нашел широкого применения в отрасли. Оно применялось на Самотлорском месторождении в Зап.Сибири, месторождении ОзекСаут АО «Ставропольнефтегаз», на нескольких рифовых залежах в Башкортостане.

Институтами отрасли для разработки низкопроницаемых сложно-построенных коллекторов созданы эффективные технологии, основанные на вытеснении нефти углеводородным газом высокого давления и широкими фракциями легких углеводородов (ШФЛУ). Выделено 489 залежей на 140 месторождениях, на которых возможно их применение, среди них Таллинское, Родниковское, Самотлорское, Восточно-Сургутское, Омбинское и др. Широкомасштабное внедрение сдерживается из-за отсутствия отечественного оборудования для реализации метода и дефицита углеводородных газов.

Применение азота для повышения нефтеотдачи пластов

Из-за возросшего в последнее время дефицита углеводородного газа потенциальным агентом может оказаться азот (или дымовые газы, основной составной частью которых является азот). Эффективности процесса вытеснения нефтей азотом может способствовать возможность создавать в глубоких залежах высокие давления нагнетания, а также содержание в пластовых нефтях легких углеводородных компонентов - метана и его гомологов, благоприятствующих реализации процесса смешивающегося вытеснения.

Наблюдаемое во всех опытах изменение соотношений между углеводородными компонентами выходящей из модели пласта продукции свидетельствует о реализации многократного процесса.

Многократный процесс заключается в испарении в азот легких компонентов нефти, в первую очередь метана и н.бутана, в результате чего вытеснение нефти фактически происходит валом газа, состоящего из смеси углеводородных компонентов и азота. Возникновением такого вала и следует объяснять высокую эффективность процесса вытеснения.

За рубежом азот нашел применение в проектах по повышению нефте- и конденсатоотдачи в качестве заменителей дефицитного углеводородного газа. В настоящее время метод закачки азота по ряду показателей (объем дополнительно добытой нефти за счет метода, количество успешно осуществленных проектов и др.) обогнал методы закачки углеводородного газа и CO_2 .

В России закачка азота может найти широкое применение. Азот можно использовать и для создания газовой или газовой репрессии на пласт, продвижения по пласту оторочек обогащенного газа, растворителей, CO_2 и т.д. При разработке глубокозалегающих нефтяных месторождений имеется возможность использовать азот для реализации смешивающегося вытеснения. Исходя из анализа фактического материала по месторождениям глубокого залегания, а также из полученных экспериментальных результатов, объектами под закачку азота при высоком давлении могут быть залежи нефти глубокого залегания, а также залежи с аномально высокими пластовыми давлениями. Их пластовые нефти должны быть легкими, содержать в растворенном состоянии большое количество легких углеводородных компонентов - метана и его гомологов. Первоочередными объектами будут те залежи, разработка которых на естественных режимах приводит к низким конечным коэффициентам нефтеотдачи и где невозможно осуществить более дешевое заводнение.

Закачка дымовых газов

Область применения дымовых газов для увеличения нефтеотдачи по определенным параметрам достаточно широка, а по некоторым (проницаемость, пористость, насыщенность пластовыми флюидами, пластовая температура) не ограничивается.

Дымовые газы для повышения нефтеотдачи получают, как правило, в результате сжигания природного газа, из 1 м³ которого получается до 9,4 м³ газообразных продуктов. Дымовые газы содержат около 85% азота и до 15% двуокиси углерода. За рубежом стоимость получения дымовых газов целевого назначения в 2-8 раз дешевле природного газа.

Давление смешивания азота и дымовых газов с нефтью составляет 36-50 МПа, т.е. на 24-42 МПа выше, чем у углеродного агента. Поэтому на практике часто реализуется режим несмешивающегося вытеснения.

В отличие от углеводородных агентов и диоксида углерода источник дымовых газов можно сформировать в непосредственной близости от объекта закачки. Поэтому в качестве вероятной технологической схемы можно рассматривать схему промышленной закачки без элемента магистральной транспортировки.

Способ реализации	Критерий применимости			
	Плотность нефти, кг/м ³	Давление, МПа	Глубина пласта, м	Особенность залежи
Вытеснение: смешивающееся	< 820	>35	2200	Средняя проводимость
несмешивающееся	< 880	не лимитируется		Благоприятная проводимость
Гравитационное дренирование	<910	не лимитируется		Сводовая или крутонаклонная
Поддержание давления	<870	не лимитируется		равномерная проводимость
Продвижение газовых оторочек	<820	>10	>700	Анизотропные пласты

Водогазовое воздействие

Применение периодической закачки газа и воды в лабораторных условиях позволяет увеличить коэффициент вытеснения на 10-20% по сравнению с закачкой технической воды.

При промышленном внедрении данного метода не ухудшается качество добываемой продукции, наоборот, газ обогащается легкими фракциями нефти, не возникает дополнительных трудностей в процессе подготовки нефти.

Газ, закачанный под высоким давлением, растворяется в пластовой нефти, что уменьшает ее вязкость. Вязкость пластовой девонской нефти уменьшается примерно в 1,5 раза при закачке газа под давлением 25 МПа, поэтому при последующей закачке воды улучшается вытеснение нефти. При дальнейшей закачке порции газа последний лучше вытесняет родственную нефть, чем воду, межфазное натяжение в макрообъеме на границе газ-нефть составляет 16 мН/м. Вследствие расширения области взаимодействия закачиваемого газа и пластовой нефти пластовое давление постепенно снижается, в результате происходит расширение пузырьков газа и лучшее вытеснение нефти. Следовательно, при периодической закачке газа и воды в целом повышается фазовая проницаемость для нефти. При меньшей проницаемости кровли пласта в результате воздействия гравитационных сил газ будет продвигаться по верхней, а вода по нижней части пласта. Увеличение нефтеотдачи объясняется и характером смачивания скелета нефтяного пласта: большей относительной гидрофобностью высокопроницаемой его части по сравнению со слабопроницаемой.

Поочередное нагнетание воды и газа способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти и охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. Вытеснение нефти из неоднородных пластов водой и газом совместно при любой технологии более эффективно для конечной нефтеотдачи, чем вытеснение отдельно только водой или газом. При оптимальном применении нефтеотдачу пластов можно увеличить на 7-15% по сравнению с обычным заводнением.

Основным условием оптимальности процесса ВНГ на пласт является обеспечение равномерного распределения нагнетаемого газа по заводненному объему залежи, при котором происходит одновременный прорыв газа и воды в добывающие скважины.

Может применяться как в начале разработки, так и после их обводнения.

При периодической закачке газа и воды под повышенным давлением за каждый цикл, с учетом растворения газа и нефти, должно быть закачано в пластовых условиях в среднем 1-3% порового объема охваченного воздействием пласта, продолжительность цикла составляет 1-2 месяца, общий объем закачанного газа 15-25% порового объема пласта.

Недостатки: приемистость нагнетательной скважины для каждого рабочего агента после первого цикла резко снижается - для газа в 8-10 раз, для воды в 4-5 раз вследствие снижения фазовой проницаемости породы в призабойной зоне пласта. Гравитационное разделение газа и воды в пласте может снижать эффективность вытеснения нефти и охвата пласта процессом на 10-20% в зависимости от степени и характера неоднородности пласта и соотношения вязкостей.0

Метод смешивающегося вытеснения

Сущность метода заключается в том, что в пласте создается оторочка растворителя, которая проталкивается более дешевым агентом. В качестве агента применяют сухой газ.

Теоретическими исследованиями и лабораторными опытами установлено, что при вытеснении нефти из пластов оторочками растворителей нефти и газа, а затем обычной технической или загущенной водой коэффициент вытеснения достигает 80-98%. При этом 4-30% закачанных растворителей и 30--50% газа остаются защемленными в пласте.

Если оторочка продвигается по пласту газом, то в качестве растворителя обычно используются сжиженные пропан-бутановые смеси и другие, более тяжелые углеводороды. Состав растворителя необходимо выбрать таким образом, чтобы наблюдалась неограниченная взаимная растворимость оторочки в нефти и газе. При этом условии в пористой среде не образуются границы раздела (мениски), и вытеснение нефти происходит наиболее эффективно.

Смешиваемость нагнетаемого и вытесняемого флюидов предполагает полную взаимную растворимость пластовой нефти и нагнетаемого агента. При этом отсутствует граница раздел фаз и в каждом сечении пласта реализуется поток однородного флюида.

В качестве вытесняющих агентов, смешивающихся с нефтью, наибольшее распространение получили и газ высокого давления, и углеводородные растворители.

Важное свойство процессов смешивающегося вытеснения - теоретическая способность газа под высоким давлением и углеводородных растворителей вытеснять нефть из коллекторов с низкой проницаемостью, а также отсутствие влияния пористости и проницаемости на эффективность процесса смешивающегося вытеснения. Это позволяет широко использовать рассматриваемый метод в условиях глубокозалегающих слабопроницаемых пластов, где заводнение неэффективно, а в ряде случаев и практически неосуществимо. Малая вязкость и большая подвижность газа способствуют высоким темпам нагнетания и отбора нефти даже при низкой проницаемости коллектора.