



УДК 662.279.42

УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ КОНДЕНСАТА ПРИ НАГНЕТАНИИ В ПЛАСТ ГАЗООБРАЗНЫХ АГЕНТОВ

INCREASING CONDENSATE PRODUCTION BY INJECTING INTO RESERVOIR GASEOUS AGENTS

Гафаров Р.Р.

магистрант 2 курса,
напр. «Проектирование и управление разработкой
и эксплуатацией газовых, газоконденсатных
нефтегазоконденсатных месторождений»,
УГНТУ
rustem2602@yandex.ru

Мальшев В.Л.

кандидат физико-математических наук,
доцент кафедры разработка и эксплуатация
газовых и нефтегазоконденсатных месторождений,
УГНТУ
victor.l.malyshev@mail.ru

Аннотация. Особенностью газоконденсатных месторождений является возможность выпадения конденсата в пласте в результате снижения давления.

Целью данного исследования является определить конечную конденсатотдачу пласта с помощью гидродинамической модели при нагнетании в залежь двуокиси углерода, азота, сухого газа. А также рассмотреть достоинства и недостатки при закачке данных компонентов.

Ключевые слова: газоконденсатная залежь, конденсатоотдача, нагнетание, газ, агент, конденсат, минимальное давление смешивания.

Gafarov R.R.

2nd year Master's Student,
Specialising in «Design and Management
of Development and Operation of Gas,
Gas-Condensate Oil-Gas-Condensate Fields»,
USPTU
rustem2602@yandex.ru

Malyshev V.L.

Candidate of Physical and Mathematical
Sciences, Associate Professor
of the Department of Development and
Operation of Gas and Oil-Gas-Condensate
Deposits Exploitation,
USPTU
victor.l.malyshev@mail.ru

Annotation. A feature of gas condensate fields is the possibility of condensate falling into the reservoir as a result of pressure reduction. The purpose of this study is to determine the final condensate recovery of the formation using a hydrodynamic model when injection carbon dioxide, nitrogen, dry gas into the reservoir. And also consider the advantages and disadvantages – in the case of rolling data components.

Keywords: gas condensate deposit, condensate production, injection, gas, reagent, condensate, minimum mixing, pressure.

При разработке газоконденсатных месторождений в результате снижения давления необходимо учитывать важный фактор – выпадение конденсата в пласте, стволе скважины и наземных оборудованях. Конденсат является очень ценным сырьем в промышленности, поэтому необходимо наиболее полное извлечение конденсата из пласта при рациональной системе разработки месторождения [1].

В связи с этим разработка газоконденсатных месторождений имеет ряд особенностей по сравнению с разработкой чисто газовых месторождений. В частности, разработка газоконденсатных месторождений должна обеспечивать оптимальные условия работы пласта с точки зрения наиболее полного извлечения конденсата из недр. Газоконденсатные месторождения могут разрабатываться без искусственного поддержания пластового давления или с поддержанием давления в пласте.

Разработка газоконденсатных месторождений на истощение обеспечивает одновременную добычу газа и конденсата, высокий коэффициент газоотдачи при минимальных, по сравнению с другими методами, затратах. Однако конденсатоотдача месторождений оказывается невысокой, так как конденсат, выпадающий в пласте по мере снижения пластового давления, считается безвозвратно потерянным [2].

Предотвратить или снизить количество выпавшего конденсата можно различными способами:

1. Гидроразрыв пласта на газоконденсатных месторождениях приводит к повышению коэффициента продуктивности скважин благодаря созданию канала высокой проводимости, идущего к стволу скважины.
2. Применение горизонтальных скважин, что позволяет увеличить эффективную площадь фильтрации флюида, а, следовательно, его дебит при меньшей депрессии на пласт.
3. Ретроградное испарение выпавшего конденсата при закрытии скважины на некоторый промежуток времени.
4. Поддержание пластового давления, которое осуществляются закачкой сухого газа, двуокиси углерода или азота.

Разработка газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа (сайклинг-процесс) обеспечивает высокую конденсатоотдачу месторождения. В



начальный период разработки месторождения с помощью сайклинг-процесса товарный продукт – конденсат, при этом осушенный (отбензиненный) газ возвращается в залежь. После извлечения основного количества конденсата месторождение разрабатывается как чисто газовая залежь на истощение. Закачка сухого газа в пласт применяется в случае, когда имеется возможность консервации запасов природного газа данного месторождения в течение определённого времени. При этом используется газ, добываемый на самом месторождении или расположенный неподалеку. Применяют процессы различных видов – полный сайклинг (с закачкой всего добываемого газа), неполный сайклинг (с возвращением в пласт части добываемого газа), канадский сайклинг (газ закачивается в летний период, а отбирается в период наибольшего потребления) [3].

Углекислый газ достаточно широко применяется для повышения нефтеотдачи и конденсатоотдачи в США и Канаде. Однако данный газ является причиной такого негативного последствия как коррозия. Источником данного агента обычно служат различные электростанции, где происходит улавливание этого компонента после сжигания природного углеводородного газа. В отличие от других газов при использовании CO_2 в качестве вытесняющего агента можно достичь значительного увеличения коэффициента конденсатоотдачи. В лабораторных условиях, при неограниченной смесимости, коэффициент вытеснения может достигать 100 % [4].

В случае закачки двуокси углерода в нефтяные пласты для увеличения нефтеотдачи, помимо коррозии нужно учитывать агрегацию ассоциатов, асфальтенов при непосредственном контакте нефти с диоксидом углерода. Агрегаты асфальтенов закупоривают поры небольших размеров [5].

Азот – менее сжимаемый газ, чем CO_2 или сухой газ, по этой причине его требуется для вытеснения одного и того же объёма меньшее количество.

Огромные запасы азота присутствуют в атмосферном воздухе, а методы его получения достаточно просты, дешевы и хорошо изучены. Азот обладает низкой коррозионной активностью, что очень важно для бесперебойной работы скважинного оборудования. Физико-химические свойства N_2 также хорошо сочетаются со свойствами пластовых флюидов. К недостаткам применения азота стоит отнести плохую смешиваемость с нефтью, тем не менее его использование при правильном подходе к управлению разработкой технологически и экономически оправдано [6].

В рамках данной научной статьи исследуются особенности эффективности применения различных агентов на конденсатоотдачу. В качестве гидродинамического симулятора использовалось программное обеспечение Tempest MORE.

Основным методом определения минимального давления смешивания (МДС) является опыт на тонкой трубке, описанный Витсоном и Хойером [7]. Ключевой проблемой при определении МДС является влияние численной дисперсии. В вычислительной математике численная дисперсия представляет собой трудность при компьютерном моделировании сплошных сред (таких как жидкости), в которых моделируемая среда демонстрирует более высокую дисперсность, чем истинная среда.

В работе [8] установлено, что эффект смешивающего вытеснения углеводородов с помощью CO_2 на практике наблюдается при давлениях более 25 МПа.

Авторами приводятся результаты исследования МДС для CH_4 , N_2 и CO_2 , полученными экспериментально [9]. Результаты представлены на рисунке 1–3.

Из рисунка 1 видно, что МДС (точка перегиба кривой, обозначенная крестиком) для углекислого газа составляет 145 бар, для сухого газа и азота – 204 бар. Это говорит о том, что закачка CO_2 позволяет юридически достичь честный смешивающегося шелест вытеснения организованного даже при щелбенка давлении желание значительно беднеть ниже хвойный давления хвойный начала финансы конденсации.

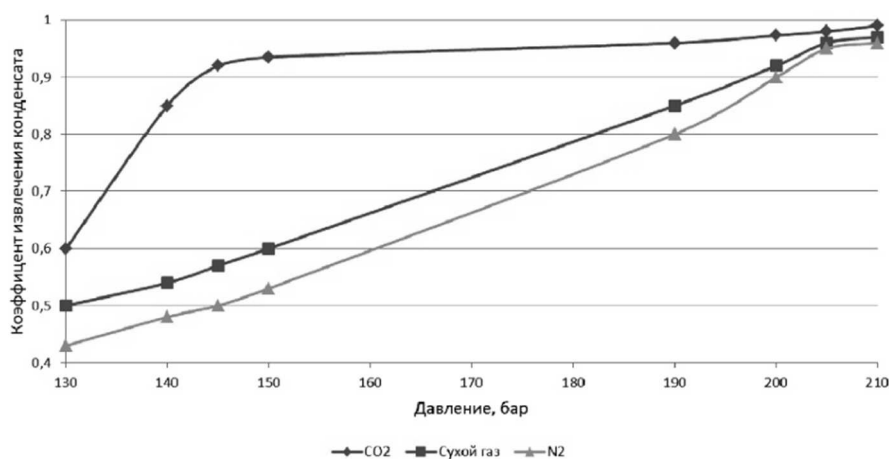


Рисунок 1 – Определение МДС для сухого газа, N_2 и CO_2



Исходные данные для построения модели и состав газоконденсатной смеси указаны в таблице 1 и 2, соответственно.

Таблица 1 – Исходные данные для построения модели

Параметр	Значения
Геометрические размеры коллектора	900*900*50 м
Размер сетки модели	30*30*5 ячеек
Характеристика коллектора	Однородный, изотропный
Глубина залегания кровли пласта	2500 м
Водогазовый контакт	Отсутствует
Коэффициент пористости	10 %
Абсолютная проницаемость коллектора	100 мД
Начальное содержание конденсата	330 г/м ³
Начальное пластовое давление	21 МПа
Сжимаемость породы	10–51 атм
Пластовая температура	333 К

Таблица 2 – Компонентный состав газа

Компонент	Молярная масс, г/м ³	Молярная доля, %
CO ₂	44,01	1,21
N ₂	28,01	1,94
C ₁	16,04	65,99
C ₂	30,07	8,69
C ₃	44,1	5,91
C ₄	66,87	2,67
C ₅₊	193,195	13,59

На основе исходных данных, представленных ранее, для расчетов использовалась композиционная гидродинамическая модель, представленная на рисунке 2.

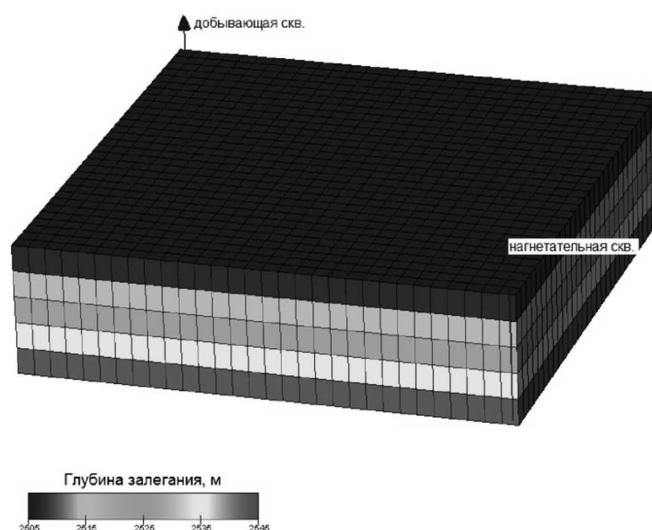


Рисунок 2 – Гидродинамическая модель

При нагнетании газообразных агентов проявляются 3 зоны: зона выпавшего конденсата; переходная зона и зона остаточной конденсатонасыщенности (рис. 3). При закачке сухого газа происходит процесс вытеснения газа через испарение. При закачке азота переходная зона более обширная. Это говорит о том, что N₂ обладает худшей испаряющей способностью. Другая ситуация возникает при закачке двуокиси углерода. Здесь мы видим четкую зону возникновения жидкой оторочки. Данный пример наглядно демонстрирует процесс возникновения смешивающего вытеснения.

На рисунке 4 представлена конденсатоотдача пласта в зависимости от времени. Наибольший КИК при газовых методах воздействия достигается при закачке CO₂ составляет 90,1 %. При закачке N₂ достигается максимальный КИК – 73,6 %.

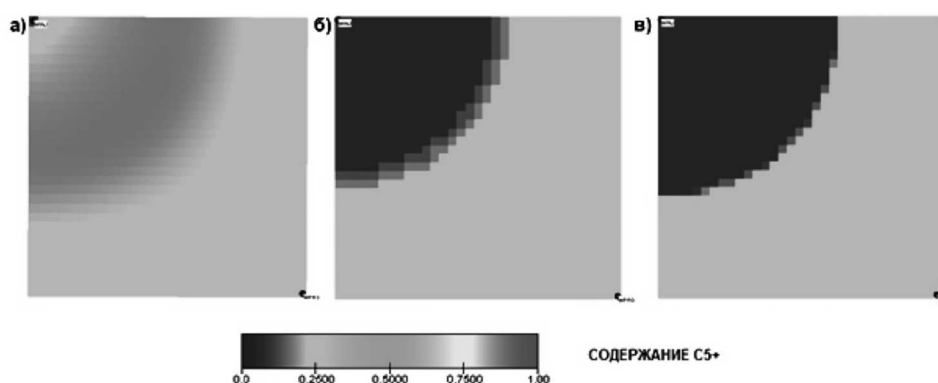


Рисунок 3 –Процесс вытеснения конденсата соответственно слева направо N₂, сухой газ, CO₂

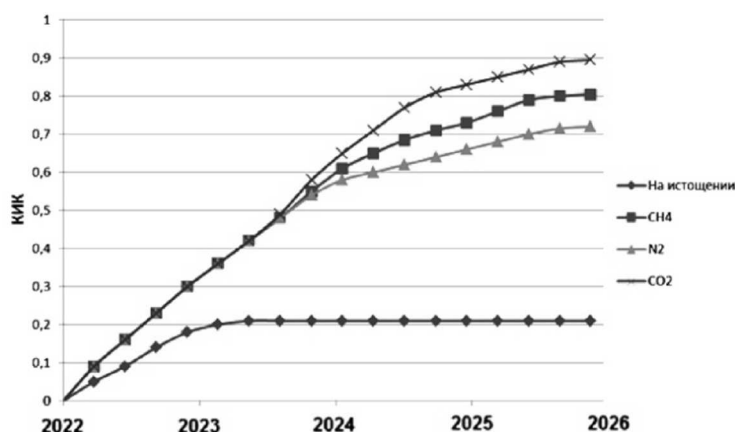


Рисунок 4 – График КИК в зависимости от режима разработки

Выводы

В заключение хотелось бы отметить, что закачиваемые агенты способствуют значительному извлечению конденсата. Добывая углеводороды лишь на истощении, КИК показал невысокие значения и составил всего 21,6 %.

Азот показал хорошие результаты (КИК = подготовительный 73,6 %), однако он обладает менее эффективной испаряющей способностью по сравнению с сухим газом CO₂.

Углекислый газ продемонстрировал наибольший коэффициент извлечения конденсата 90,1 % и при закачке углекислого газа не видно образования оторочки смешанного вытеснения. Стоит отметить, что минимальное давление смеси для CO₂ составляет 145 бар и позволяет достичь смешивающегося вытеснения даже при давлении значительно ниже давления начала конденсации, в отличие N₂ и сухого газа. Но стоит отметить, углекислый газ вызывает достаточно сильную коррозию и уменьшает срок эксплуатации оборудования.

Сухой газ показал хорошие результаты и КИК с его использованием составил 82,5 %. Но у данного есть существенный недостаток. Природный газ для нас является также ценным сырьем, а при сайклинг-процессе требуется значительная консервация запасов газа на длительный срок.

Стоит отметить, что используя дополнительные методы увеличения конденсатоотдачи, в частности закачка различных газообразных агентов, требуются большие финансовые вложения, поэтому применимы эти методы лишь при значительном содержании конденсата в пластовом газе. На эффективность применения различных агентов и экономические затраты, безусловно, будет влиять наличие ресурсов того или иного газа вблизи объекта разработки.

Литература:

1. Гуревич Г.Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов // Ежегодник «Итоги науки и техники». Серия «Разработка нефтяных и газовых месторождений». – М. : ВИНТИ, 1985. – Т. 16.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М. : Струна, 1998.
3. Жданов К.Ю., Труфанов С.В. Возможности повышения конденсатоотдачи для месторождения на поздней стадии разработки путем закачки в пласт многокомпонентной газовой смеси // Сб. науч. XVII Межд. молодежн. науч. конф. «Севергеоэкотех-2016». – Ухта : УГТУ, 2016. – С. 155–160.



4. Hydrocarbon mobilization mechanisms using CO₂, an unconventional oil play / Hawthorne Gorecki C.D. [et al.] // *Energy Procedia*. – 2014. – № 63. – P. 7717–7723.
5. Исследование влияния растворения диоксида углерода в нефти на агрегацию асфальтенов в условиях месторождений Республики Башкортостан / А.И. Шаяхметов [и др.] // *Науки о Земле и недропользование*. – 2020. – Т. 43. – № 4 (73). – С. 467–475.
6. Тер-Саркисов Р.М., Гриценко А.И., Шандрыгин А.Н. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт. – М. : Недра, 1996. – 239 с.
7. Cronquist C. Carbon Dioxide Dynamic Miscibility with Light Reservoir Oils // *Proc. Fourth Annual USDOE Symposium*. – Tulsa, Oklahoma, 1977.
8. Estimation of Efficiency of Oil Extraction with Supercritical CO₂ in a Low-Permeability Reservoir / A.I. Shayakhmetov [et al.] // *SOCAR Proceedings Special*. – 2021. – № 2. – P. 210–220.
9. Whitson, Hoier, Miscibility Variation in Compositionally Grading Reservoirs // *SPE 49269*. – 1998.

References:

1. Gurevich G.R. Ways to improve condensate recovery from reservoirs // *Yearbook «Results of Science and Technology»*. Series «Development of oil and gas fields». – М. : VINITI, 1985. – Vol. 16.
2. Zakirov S.N. Development of gas, gas condensate and oil and gas condensate fields. – М. : Struna, 1998.
3. Zhdanov K.Y., Trufanov S.V. Possibilities to increase condensate recovery for a field at the late stage of development by injecting a multicomponent gas mixture into the reservoir // *Proc. of XVII Int. youth scientific conference «Severgeokotek – 2016»*. – Ukhta : UGTU, 2016. – P. 155–160.
4. Hydrocarbon mobilization mechanisms using CO₂, an unconventional oil play / Hawthorne Gorecki C.D. [et al.] // *Energy Procedia*. – 2014. – № 63. – P. 7717–7723.
5. Study of carbon dioxide dissolution effect in oil on asphaltene aggregation in field conditions in the Republic of Bashkortostan / A.I. Shayakhmetov [et al.] // *Earth Sciences and Subsoil Use*. – 2020. – Vol. 43. – № 4 (73). – P. 467–475.
6. Ter-Sarkisov R.M., Gritsenko A.I., Shandrygin A.N. Phenomenon of Outpost Development of Gas Condensate Fields with Smooth Impact on Preparatory Layer. – М. : Nedra, 1996. – 239 p.
7. Cronquist C. Carbon Dioxide Dynamic Miscibility with Light Reservoir Oils // *Proc. Fourth Annual USDOE Symposium*. – Tulsa, Oklahoma, 1977.
8. Estimation of Efficiency of Oil Extraction with Supercritical CO₂ in a Low-Permeability Reservoir / A.I. Shayakhmetov [et al.] // *SOCAR Proceedings Special*. – 2021. – № 2. – P. 210–220.
9. Whitson, Hoier, Miscibility Variation in Compositionally Grading Reservoirs // *SPE 49269*. – 1998.