

**ВОЗМОЖНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСЛОВИЙ ДЛЯ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ
ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ ОБОГАЩЕНИЕМ
ГАЗОВОЙ ФАЗЫ УГЛЕКИСЛЫМ ГАЗОМ**

В.П. Телков, Н.Н. Любимов

**Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина,
г. Москва, Россия**

Механизм смешивающегося вытеснения предполагает полную взаимную растворимость нефти и газа, при которой отсутствуют силы поверхностного натяжения на границе между флюидами. Процесс происходит в пласте при последовательном многоконтантном обмене компонентами между нефтью и газом. В процессе многоконтантного обмена нефть отдает часть этих компонентов газу, обогащая его и образуя вблизи фронта вытеснения критическую фазу смеси нефти и газа. Составы фаз уравниваются, поверхность раздела между ними исчезает. Эксперименты, проводимые при таких условиях, дают очень высокий коэффициент нефтьвытеснения (до 0,98–0,95).

Давление, при котором начинает реализовываться механизм смешивающегося вытеснения в пласте, называется минимальным давлением смесимости – МДС (ММР – minimum miscibility pressure). Для поддержания смешивающегося вытеснения в пласте давление нагнетания должно быть не ниже МДС. Реализация условий для смешивающегося вытеснения в пласте обеспечивает достижение высокой эффективности вытеснения нефти из коллектора. Область применения метода смешивающегося вытеснения газом высокого давления связана, главным образом, с глубокозалегающими месторождениями легких нефтей, приуроченными к малопроницаемым коллекторам, где можно обеспечить высокое (порядка 30–40 МПа и более) давление, необходимое для достижения условий полной взаимной смешиваемости нефти и газа. Величина МДС зависит от таких факторов как пластовые температура и давление, состав вытесняющего агента (газа) и вытесняемого флюида (нефти). В процессе реализации водогазового воздействия (ВГВ) на нефтяных месторождениях в пласт нагнетаются диоксид углерода (CO₂), азот (N₂), попутный нефтяной газ.

В работе приводятся результаты исследования зависимостей МДС от температуры и состава вытесняющего агента. В качестве вытесняющего агента рассматриваются CO₂, ПНГ, их комбинированные смеси. Для проведения исследований была выбрано одно из месторождений севера Тюменской области.

Вариант № 1. В качестве вытесняющего агента используется CO₂. Существует широкий ряд методик, используемых для расчета величины МДС нефти и CO₂. В работе расчеты проводились по следующим методикам (корреляциям):

1) Расчет МДС по корреляции Cronquist (1977)

$$\text{МДС (CO}_2\text{)} = 15,988 \cdot T^{0,744206 + 0,0011038 \cdot \text{MC}_{5+} + 0,0015279 \cdot \text{XC}_1} \quad (1)$$

где T – температура (°F); MC₅₊ – молекулярная масса компонентов нефти C₅₊, г/моль; X_{C1} – мольная доля компонента C₁ нефти.

2) Расчет МДС по корреляции Yellig и Metcalfe (1980)

$$\text{МДС (CO}_2\text{)} = 1833,717 + 2,2518055 \cdot T + 0,0180067 \cdot T^2 - 103949/T, \quad (2)$$

3) Расчет МДС по корреляции Johnson и Pollin (1981)

$$\text{МДС (CO}_2\text{)} = P_{c_{\text{CO}_2}} + 18,9 \cdot (T - T_{c_{\text{CO}_2}}) + I \cdot (0,285 \cdot M_{\text{СТО}} - M_{\text{CO}_2})^2, \quad (3)$$

где P_{c_{CO₂}} – критическое давление CO₂ (psia); T_{c_{CO₂}} – критическая температура CO₂ (°F); M_{СТО} – молекулярная масса тяжелого остатка нефти (г/моль); M_{CO₂} – молекулярная CO₂ (г/моль); I – характеристический индекс.

4) Расчет МДС по корреляции Glaso (1985)

$$\text{МДС (CO}_2\text{)} = 810,0 - 3,404 \cdot M_{C_{7+}} + 1,7 \cdot 10^{-9} \cdot M^{3,73} \cdot \exp(786,8 \cdot M^{-1,058}) \cdot T \quad (4)$$

где M_{C₇₊} – молекулярная масса фракций C₇₊ нефти, г/моль.

5) Расчет МДС по корреляции Yuan и др. (2005)

$$\text{МДС (CO}_2\text{)} = -1463,4 + 6,612 \cdot M_{C_{7+}} - 44,979 \cdot x_{C_{2-C_6}} + (2,139 + 0,11667 \cdot M_{C_{7+}} + 8166,1 \cdot (x_{C_{2-C_6}} / (M_{C_{7+}})^2)) \cdot T + (-0,12258 + 0,0012283 \cdot M_{C_{7+}} - 4,0152 \cdot 10^{-6} \cdot (M_{C_{7+}})^2 - 9,2577 \cdot 10^{-4} \cdot x_{C_{2-C_6}}) \cdot T^2 \quad (5)$$

где X₂-X₆ – процентное содержание в нефти фракций C₂-C₆.

Корреляции показывают, что МДС пластовой нефти и газа сильно зависит от температуры.

Вариант № 2. В качестве вытесняющего агента используется ПНГ. В процессе реализации метода ВГВ предлагается использовать газ, добываемый из соседнего нефтегазового месторождения.

Расчет МДС нефти и газа будет осуществляться по двум корреляциям:

1) Расчет МДС по корреляции Dong (1999)

$$\text{МДС} = \text{МДС(CO}_2\text{)} \cdot (T_{\text{ac}} / 304,2)^4 \quad (6)$$

где МДС_{CO₂} – МДС нефти и CO₂; T_{ac} – средняя молярная псевдокрит. температура нагнетаемого газа (K).

2) Расчет ММР по корреляции Sebastian и др. (1985)

$$\text{МДС} = (1,0 - 2,13 \cdot 10^{-2} \cdot (T_{\text{CM}} - 304,2) + 2,51 \cdot (T_{\text{CM}} - 304,2)^2 - 2,35 \cdot 10^{-7} \cdot (T_{\text{CM}} - 304,2)^3) \cdot \text{МДС (CO}_2\text{)} \quad (7)$$

где T_{CM} – средняя молярная псевдокритическая температура (K).

В формулах 6 и 7 фигурирует параметр МДС нефти и CO_2 , поэтому величина МДС нефти и ПНГ также будет зависеть от температуры. Результаты расчета величины МДС нефти и ПНГ для различных температурных условий представлены на рисунке 1. График, приведенный на рисунке 1, показывает, что величина МДС более, чем в 2 раза превышает величину пластового давления месторождения, которое на момент расчетов составляло 27,5 МПа. Полное смешение нефти и закачиваемого газа обеспечиваться не будет, т.е. механизм смешивающегося вытеснения в этом случае не реализуется.

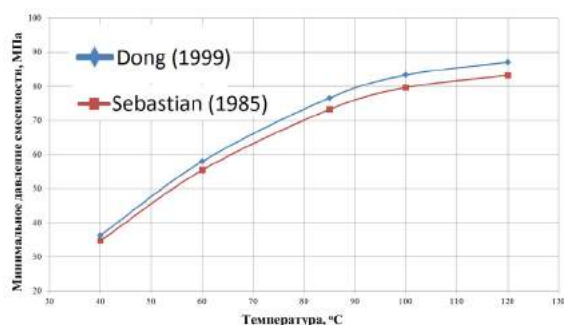


Рис. 1. Зависимость МДС нефти и ПНГ от температуры

Вариант № 3. В качестве вытесняющего агента используются комбинированные смеси ПНГ и CO_2 . При этом состав ПНГ будет меняться: концентрация углеводородной составляющей снижается, концентрация CO_2 растет. Расчет производился по двум корреляциям: Dong (1999) и Sebastian (1985) при следующих условиях: температура – фактическая (85°C); величину МДС нефти и CO_2 принимаем по корреляции Yuan и др.(2005), она равна 13,94 МПа. Результаты расчетов зависимости МДС от концентрации CO_2 в закачиваемом газе представлены на рис. 2.

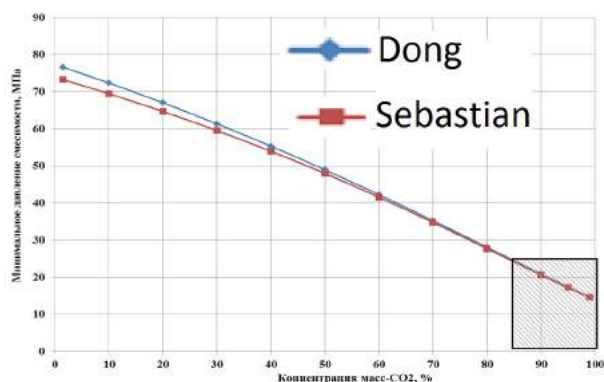


Рис. 2. Зависимость МДС нефти и закачиваемого газа от концентрации в нем CO_2 (заштрихована область смешивающегося вытеснения)

Результаты расчетов показывают, что достичь режима смешивающегося вытеснения нефти в существующих условиях (при установленном пластовом давлении) можно за счет увеличения концентрации диоксида углерода в исходной смеси ПНГ до 80 % масс. Исследования показали, что для каждого конкретного случая в зависимости от пластового давления и состава ПНГ будет характерно свое минимальное содержание CO_2 , при котором достигается эффект смешивающегося вытеснения.

Выводы:

1. В различных промысловых условиях при реализации метода ВГВ на месторождениях в пласт могут нагнетаться CO_2 и ПНГ, а также их смеси.
2. Обогащение ПНГ диоксидом углерода позволяет заметно снизить величину МДС, помогая установлению в пласте режима смешивающегося вытеснения нефти.
3. Выбор вытесняющего агента делается на основании технико-экономических расчетов. Нагнетание ПНГ в пласт зачастую легко осуществимо, нагнетание же CO_2 затруднительно, в связи с дефицитом этого газа на большинстве месторождений.
4. Применение рассмотренных моделей при реализации методов ВГВ на месторождениях возможно после проведения экспериментов PVT при моделировании условий конкретного месторождения.

Литература

1. Г.С. Степанова. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газоил пресс, 2006. – 200 с.
2. В.П. Телков, Н.Н. Любимов. Определение условий смешиваемости нефти и газа в различных условиях при газовом и водогазовом воздействии на пласт // Бурение и нефть. – 2012. - № 12. – С. 39–42.
3. Cronquist, C. Carbon Dioxide Dynamic Miscibility with Light Reservoir Oils, Proc. Fourth Annual US DOE

- Symposium, 1977, Tulsa, Oklahoma.
4. Dong, M. Potential of Greenhouse Gas Storage and Utilization through Enhanced Oil Recovery – Task 3: Minimum Miscibility Pressure (MMP) Studies. Final Report (SRC Publication № P-110-468-C-99), Sep. 1999.
 5. Glaso, Ø. Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation, 1985, SPE J., pp. 927–934.
 6. Johnson, J.P., Pollin, J.S. Measurement and Correlation of CO₂ Miscibility Pressures, SPE 9790, presented at the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, April 5–8, 1981, Tulsa, Oklahoma.
 7. Sebastian, H.W., Wenger, R.S., Renner T.A. Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO₂ Streams, JPT, pp. 2076–2082, Nov. 1985.
 8. Yellig, W.F., Metcalfe, R.S. Determination and Prediction of CO₂ minimum Miscibility Pressures, 1980, JPT, pp. 160–168.
 9. Yuan, H., Johns, R.T., Egwenu, A.M., Dindoruk, B. Improved MMP Correlations for CO₂ Floods Using analytical Gasflooding Theory, 2005, SPE REE, pp. 418–425.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

¹ А.О. Федоров, ² Д.А. Сомов

Научный руководитель старший преподаватель П.С. Дозморев

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

² *Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия*

В настоящее время основная площадь Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения вступила в завершающую стадию разработки, характеризующуюся низкими пластовыми давлениями, большой степенью обводнённости, разрушающимся коллектором и достаточно низким техническим состоянием самих скважин. Следует отметить, что по мере уменьшения дебита растёт количество так называемых «самозадавливающихся» скважин, эксплуатация которых осложнена накоплением на забое жидкости и неспособностью выносить ее на поверхность, что вызывает явление самопроизвольной остановки скважины.

Соблюдение и поддержание оптимальных режимов работы скважин, при которых обеспечивается вынос скапливающейся на забое жидкости, имеют особую важность, как условие разработки месторождений. Но на месторождениях, где отсутствуют системы мониторинга параметров работы скважин, а также системы дистанционного контроля и управления работой скважин, работающие в режиме реального времени, обеспечение круглогодичного оптимального режима работы скважины весьма трудоёмко и затратно.

Автором статьи [1] отмечается, что наиболее интенсивно песчаные пробки начинают образовываться в скважинах имеющих конструкцию, где насосно-компрессорные трубы диаметром 114 мм спущены до середины интервала фильтра диаметром 168 мм. Это можно объяснить тем, что скорости газового потока под насосно-компрессорными трубами недостаточно для выноса песка, поступающего из призабойной зоны пласта, на поверхность, что приводит к его постепенному накоплению. Однако можно предположить, что в отдельных случаях прохождению на забой шаблона препятствовала величина угла наклона ствола скважины и интенсивность набора её кривизны.

Появление пластовых вод в продукции скважин обусловлено следующими причинами: подъем уровня газовой контактной до геологических забоев и выше, до интервала перфорации скважин, низкое качество цементажа эксплуатационных колонн и интенсивный отбор газа, что приводит к фильтрации воды по заколонному пространству и разрушению цементного камня в процессе эксплуатации скважин.

По результатам анализа состояния забоев эксплуатационных скважин отмечаются песчаные пробки, перекрывающие интервал перфорации, включая неперфорированные участки эксплуатационной колонны. Достоверно судить о продуктивности эксплуатационных скважин по фильтрационным коэффициентам a и b ввиду малого количества исследованных скважин и редкой частоте замеров по скважинам, затруднительно.

Общий фонд сеноманских скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении составлял на 2013 год 1256 единиц, из них 1064 эксплуатационных. В статье [2] приведены результаты химического анализа воды из 196 обводнённых скважин Ямбургского месторождения. По результатам химического анализа (рисунок) за 2013 год наличие пластовой воды обнаружено в продукции 57 скважин, с конденсационной водой 94 скважины, с технической водой 45 скважин.



Рис. 1. Результаты химического анализа воды в обводнённых скважинах Ямбургского НГКМ