

Газизуллин Алик Дамирович

магистрант,

кафедра «Разработка и

эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Российская Федерация, г. Уфа

**ВЛИЯНИЕ РЕЖИМА ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ РАЗЛИЧНОЙ ВЯЗКОСТИ**

АННОТАЦИЯ

Данная статья посвящена оценке влияния технологических параметров водогазового воздействия (ВГВ) в качестве третичного метода увеличения нефтеотдачи (МУН) на коэффициент извлечения нефти (КИН) различных вязкостей нефти в условиях верхнеюрских коллекторов Западной Сибири. Для проведения моделирования процесса ВГВ использовался гидродинамический симулятор Tempest 7.0. Поскольку большинство месторождений Западной Сибири находится на стадии падающей добычи, применение такой технологии как попеременная закачка воды и попутного нефтяного газа, может существенно увеличить конечный коэффициент извлечения нефти.

Ключевые слова: водогазовое воздействие, гидродинамическое моделирование, коэффициент извлечения нефти.

Gazizullin Alik Damirovich

Master's student,

Department of Development and

Operation of Gas and Gas Condensate Fields

Ufa State Petroleum Technical University

Russian Federation, Ufa

**INFLUENCE OF THE REGIME OF WATER-GAS IMPACT ON THE
REFERENCE OF OIL RECOVERY OF VARIOUS VISCOSITIES**

ANNOTATION

This article is devoted to the assessment of the influence of technological parameters of water-gas treatment (WAG) as a tertiary method of enhanced oil recovery (EOR) on the oil recovery factor (ORF) of various oil viscosities in the conditions of the Upper Jurassic reservoirs of Western Siberia. To simulate the IGW process, we used the Tempest 7.0 hydrodynamic simulator. Since most of the fields in Western Siberia are at the stage of declining production, the use of such technology as alternate injection of water and associated petroleum gas can significantly increase the final oil recovery factor.

Key words: water-gas impact, hydrodynamic modeling, oil recovery factor.

В последние годы в мировой практике для интенсификации выработки трудноизвлекаемых запасов нефти все большее применение находит относительно новая технология повышения нефтеотдачи пласта – водогазовое воздействие.

В условиях Западно-Сибирского нефтегазового региона с его значительными ресурсами природного газа и наличием месторождений,

удовлетворяющих геолого-физическим условиям применения водогазового воздействия, промышленное внедрение метода может существенно увеличить коэффициент извлечения нефти. В статье рассматривается метод совместного и попеременного нагнетания попутного нефтяного газа и воды, поскольку он в большей степени подходит для геолого-физических и географических условий Западной Сибири. ВГВ способствует увеличению как коэффициента охвата, так и коэффициента вытеснения.

В работе рассмотрен вопрос применения ВГВ в условиях верхнеюрских отложений в качестве третичного метода увеличения нефтеотдачи. Верхнеюрские пласты являются перспективными объектами для проведения ВГВ, что подтверждается как небольшим опытом применения ВГВ, так и публикациями с освещением данных гидродинамического моделирования метода для условий Западной Сибири. При выборе объекта для проведения на нем опытно-промышленных работ по ВГВ стоит придерживаться определенных критериев [1]. Высокая неоднородность снижает эффективность ВГВ за счет быстрых прорывов вытесняющих агентов по высокопроницаемым пропласткам. Пластовая температура – еще один критерий подбора скважин – кандидатов для проведения ВГВ. С повышением температуры выше 70 °С растет эффективность нефтеизвлечения за счет выноса нагнетаемым газом компонентов остаточной нефти. Однако для ВГВ более критичным является предупреждение образования кристаллогидратов, в том числе в пласте, поэтому температура должна быть выше температуры гидратообразования.

Одной из главных целей работы являлась оценка того, как влияет вязкость нефти на эффективность водогазового воздействия для условий верхнеюрских коллекторов Западной Сибири. Полученные решения могут

быть масштабированы и на отложения других возрастов и в других регионах со схожими условиями залегания.

Для воспроизведения картины влияния модели пластовой системы на эффективность ВГВ использовался программный комплекс Tempest, в котором создана универсальная гидродинамическая модель верхнеюрского коллектора, в литологическом отношении представленная переслаиванием глин и песчаников при общей мощности пласта 8,5 м, глубина залегания пород – 2600 м. Основные геолого-физические характеристики залежи получены на основе усредненных средневзвешенных параметров верхнеюрских отложений месторождений, приуроченных к Нижневартовскому своду: пористость – 0,16 д. ед.; проницаемость – 0,0255 мкм²; пластовая температура – 91 °С; начальное пластовое давление – 26 МПа. Заданы PVT-свойства нефти и газа, плотность нефти в поверхностных условиях равна 843 кг/м³. Начальный газовый фактор 143 м³/м³.

В модели внесены значения относительных фазовых проницаемостей (ОФП) флюидов и капиллярных давлений, полученные по обобщенным зависимостям более 30 месторождений верхнеюрских отложений. Система разработки – обращенная пятиточечная [2], расстояние между скважинами – 333 м, размер модели – 30х30х5 ячеек.

Всего было рассмотрено пять вариантов вытесняемой нефти, с плотностями 800, 843, 900, 940, 980 кг/м³ и вязкостями 0.22, 0.34, 0.66, 1,14, 2,17 сП в пластовых условиях (26 МПа, 91°С) соответственно. На первом этапе в течении одного года разработка велась на естественном режиме, что позволило сполна использовать упругие силы, а также вовлечь в разработку застойные зоны. Начиная со второго года эксплуатации поддержание пластового давления осуществлялось закачкой воды. С 4 года эксплуатации применяется стационарное (закачка водогазовой смеси) и

нестационарного (последовательной закачки воды и газа с определенным интервалом) водогазового воздействия. Условием остановки разработки задавалась доля обводненности добываемой продукции 98%.

Полученный количественный эффект применения Стационарного ВГВ по отношению к традиционному заводнению приведен в таблице 1.

Стационарное ВГВ					
Газосодержание ЗС	$\mu_n=0.22\text{сП}$	$\mu_n=0.34\text{сП}$	$\mu_n=0.66\text{сП}$	$\mu_n=1.14\text{сП}$	$\mu_n=2,17\text{сП}$
2%	4,4%	3,4%	7,0%	16,7%	26,6%
5%	3,9%	3,1%	7,8%	19,2%	29,1%
7%	3,7%	2,0%	7,6%	20,1%	29,0%
9%	2,1%	0,1%	6,1%	19,9%	28,2%
35%	-0,4%	-2,7%	5,3%	20,0%	27,4%
38%	-1,2%	-2,6%	2,6%	20,7%	27,0%
39%	-0,9%	-2,6%	3,5%	20,8%	27,4%
41%	-1,2%	-3,1%	2,6%	20,7%	27,0%
Нестационарное ВГВ (Время закачки воды 1 день)					
Дней закачки газа	$\mu_n=0.22\text{сП}$	$\mu_n=0.34\text{сП}$	$\mu_n=0.66\text{сП}$	$\mu_n=1.14\text{сП}$	$\mu_n=2,17\text{сП}$
3	3,4%	1,4%	7,2%	20,0%	28,7%
4	3,9%	2,8%	7,9%	19,6%	29,2%
5	3,9%	3,1%	7,8%	18,8%	28,8%
10	4,3%	3,3%	6,8%	16,4%	26,2%
15	4,5%	3,6%	6,7%	15,5%	24,1%
20	4,2%	3,9%	7,0%	15,1%	23,1%
25	3,7%	3,9%	7,3%	15,1%	22,4%
30	3,3%	3,6%	7,8%	15,3%	21,9%
40	2,2%	3,1%	8,7%	15,7%	21,4%
45	1,8%	2,8%	8,9%	16,1%	21,1%
50	1,4%	2,4%	8,8%	16,1%	20,5%

Таблица 1 — Дополнительная добытая нефть использования ВГВ

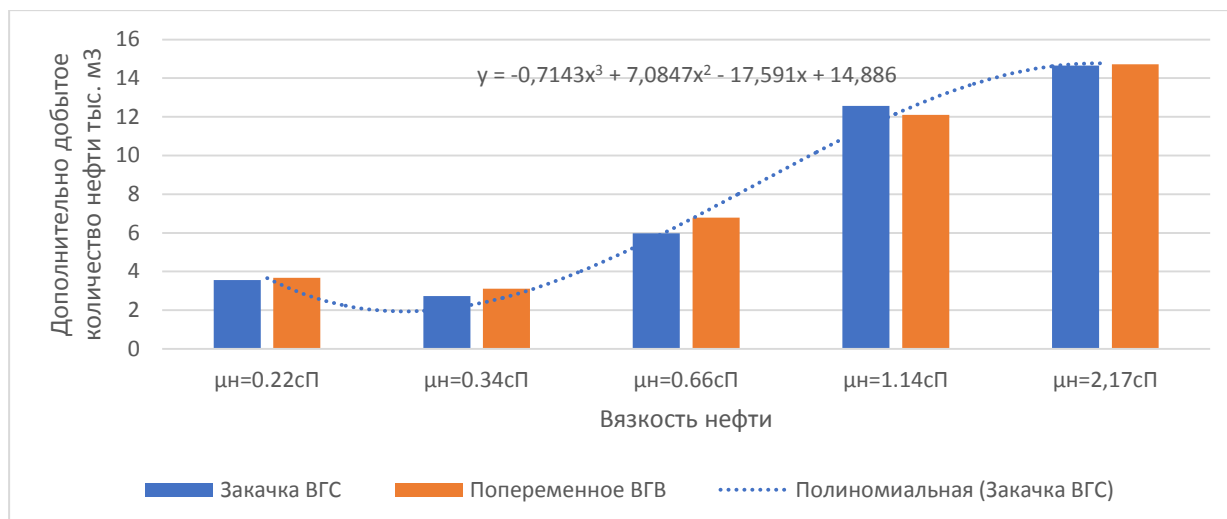


Рисунок 1 — Сравнительный анализ

Таким образом, эффективность обоих методов ВГВ увеличивается с возрастанием вязкости нефти.

Использованные источники:

1. Мигунова С.В., Мухаметшин В.Г., Хазигалеева З.Р. Разработка и исследование технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты юрских залежей. СПб.: НПО «Профессионал», 2010. 638 с.
2. Синцов И.А., Евдокимова А.С., Ковалев И.А. Анализ влияния интенсивности системы заводнения на нефтеотдачу верхнеюрских коллекторов //Территория «НЕФТЕГАЗ». 2014. № 11. С. 58–61.
3. Синцов И.А., Полякова Н.С. Анализ эффективности водогазового воздействия с учетом давления насыщения в условиях верхнеюрских отложений [Текст] / Добыча нефти и газа №4. 2016. – С. 40-45.
4. Вафин Т.Р. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме [Текст] / А.В. Насыбуллин // ТатНИПИнефть. – 2016. – С. 1-122.