

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ РЯДНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ МОДЕЛЬНОГО ПЛАСТА

Аннотация. В статье представлено водогазовое воздействие на мало и средневязкие нефти в истощенных залежах на примере модельного пласта, которая решается с помощью программного комплекса ECLIPSE.

Ключевые слова: водогазовое воздействие, относительные фазовые проницаемости воды и газа.

На заключительных этапах разработки месторождения возникает вопрос о возможности применения методов увеличения нефтеотдачи. Для истощенных залежей, в которых имеются маловязкие или средневязкие углеводороды, наиболее перспективным направлением является водогазовое воздействие. Применение данного метода зависит от наличия неkomмерческих запасов попутного газа. Для оценки необходимых объемов газа требуется оценочное планирование воздействия. Таким образом, нужно определить «оптимальное» или эффективное соотношение закачиваемого газа и воды.

Целью данной работы являлось разработка методики планирования соотношения закачиваемого газа и воды. Для решения поставленных задач использовались аналитические оценки и численное моделирование процесса. Аналитический подход включал в себя определение эффективного соотношения газа и воды как смеси. Численное моделирование рассматривалась на двумерной модели плоско-параллельного течения и решалась с помощью программного комплекса ECLIPSE.

Методы, используемые для поддержания темпов добычи углеводородов, можно разделить на три группы: вовлечение в разработку шельфовых месторождений, промышленная эксплуатация месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, применение методов увеличения нефтеотдачи.

Последние интенсивно исследуются и нарабатывается опыт их применения [1]. К достоинствам можно отнести наличие готовой инфраструктуры, относительно небольшие вложения для проведения дополнительных исследований. К недостаткам можно отнести проблемы, связанные с организацией производства, а также относительно низкую степень изученности и адаптированности технологий [2, 3].

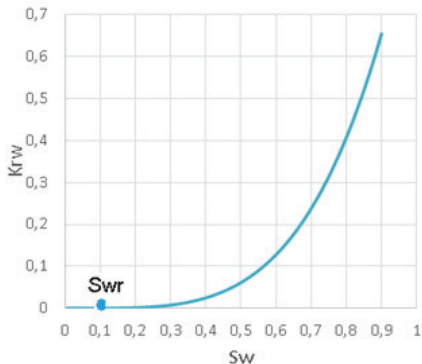
Одним из распространенных методов увеличения нефтеотдачи является вытеснение нефти из пластов при помощи газа. Данную технологию различают по степени смешиваемости закачиваемого газа с пластовой нефтью и делятся на смешивающиеся, частично смешивающиеся и несмешивающиеся режимы закачки газа. В первых двух случаях смешиваемость достигается за счет высокого пластового давления или обогащение газа промежуточными компонентами. В последнем случае, который является водогазовым воздействием, выдвигаются определенные требования к техническому оборудованию скважин и выбору подходящего объекта. Данная технология позволяет снизить остаточную нефтенасыщенность пористой среды при вытеснении газом. Вода в данном случае является сдерживающим фактором раннего прорыва газа в добывающие скважины. Методы водогазового воздействия подразделяются по способу закачки на одновременную, чередующуюся и сайклинг процесс.

Перед началом проектирования мероприятий по водогазовому воздействию необходимо:

- произвести оценку емкости источников газа, планируемого для закачки
 - определить запасы газа с целью успешной реализации процесса закачки
- [4].

Основная задача в данных оценках заключается в поисках эффективного соотношения закачиваемой воды и газа. Такие оценки проводились в нескольких работах [5, 6].

При водогазовом воздействии остаточная нефтенасыщенность по газу Sorg значительно меньше, чем по воде Sorw и составляет порядка 0,1 против



0,3. Таким образом вытеснение нефти газом снижает капиллярные силы, тем самым удерживая гангли остаточной нефти [7].

С другой стороны, применение только газа способствует к резкому увеличению подвижности вытесняющего флюида к вытесняемому за счет низкой вязкости газа. Низкое соотношение подвижностей приводит к неустойчивому режиму работы вытеснения и потере контроля за процессом [8]. При совместном использовании воды и газа подвижности фаз в пористой среде уменьшаются и позволяет контролировать устойчивость фронта вытеснения за счет изменения соотношения воды и газа. Для построения фазовых проницаемостей в системе нефть-газ-вода широко распространены модели Стоуна [9, 10]. Алгоритм построения кривых относительной фазовой проницаемости предполагает, что в каждом поровом канале в данное время может существовать только две подвижные фазы. Типичный вид кривых фазовых проницаемостей представлен на рис.1. В гидрофильной пористой среде вода в контакте с газом и нефтью является смачивающей фазой, газ в контакте с водой и нефтью несмачивающей.

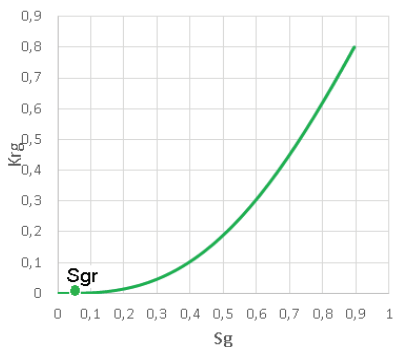


Рис. 1. Типичные фазовые проницаемости воды и газа в гидрофильной пористой среде.

Для определения эффективности водогазового воздействия используется анализ суммарной подвижности двухфазного водогазового потока, которая для гидрофильных сред зависит от газо- и водонасыщенности.

Под подвижностью понимается отношение относительной фазовой проницаемости к соответствующей ей динамической вязкости:

$$\lambda_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w}, \quad \lambda_g = \frac{k_{rg}}{\mu_g}, \quad \Sigma\lambda = \lambda_w + \lambda_g$$

Зависимость суммарной подвижности водогазового потока от отношения подвижностей или соотношения потоков закачиваемой воды и газа в полулогарифмическом масштабе представлена на рис.2. На кривой, представленной на рисунке, можно выделить две особые точки: с равными подвижностями $\lambda_w/\lambda_g = 1$ и минимальным значением суммарной подвижности потока $\lambda_w/\lambda_g = 1.52$.

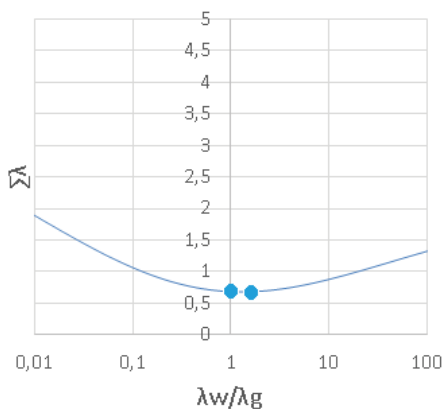


Рис.2. Подвижность водогазовой смеси в пористой среде в зависимости от отношения расходов воды и газа.

При этом точке с равным отношением подвижностей соответствуют следующие значения насыщенностей фаз

$$S_w = 0,57, \quad S_g = 0,33, \quad S_g/S_w = 0,59$$

Для точки с минимальной суммарной подвижностью потока значения насыщенностей отличаются незначительно

$$S_w = 0,585, \quad S_g = 0,315, \quad S_g/S_w = 0,53$$

Можно предположить, что значения насыщенностей, полученные по данной методике, будут обеспечивать наиболее эффективные показатели извлечения нефти при водогазовом воздействии. Для проверки сделанного предположения были проведены численные исследования.

Математическое моделирование процесса осуществлялось с использованием программного продукта, предназначенного для гидродинамического моделирования «Eclipse E300».

Исследования проводились на модели однородного изотропного пласта, состоящей из 50x50x2 ячеек с параметрами приведенные в таблице 1. При моделировании использовались полностью неявная схема. На данной модели была построена рядная система.

Таблица 1. Характеристики модели.

Параметр	Значение
Длина пласта	500 м
Ширина пласта	500 м
Мощность пласта	22 м
Коэффициент пористости породы	0,11
Абсолютная проницаемости пласта	30 мД
Начальное пластовое давление	400 бар
Вязкость нефти	5 сП
Вязкость воды	1 сП
Вязкость газа	0,024 сП
Плотность нефти в поверхностных условиях	794,389 кг/м ³
Плотность воды в поверхностных условиях	1000 кг/м ³
Плотность газа в поверхностных условиях	1,1242 кг/м ³
Давление на добывающей скважине	270 бар
Расход на нагнетательной скважине	20 м ³ /день

В качестве данных для относительных фазовых проницаемостей были использованы кривые, представленные на рис.1. Фазовая проницаемость по нефти рассчитывалась в Eclipse по методу Стоуна, с использованием данных по проницаемостям для процессов газ-нефть, вода-нефть, рис.3

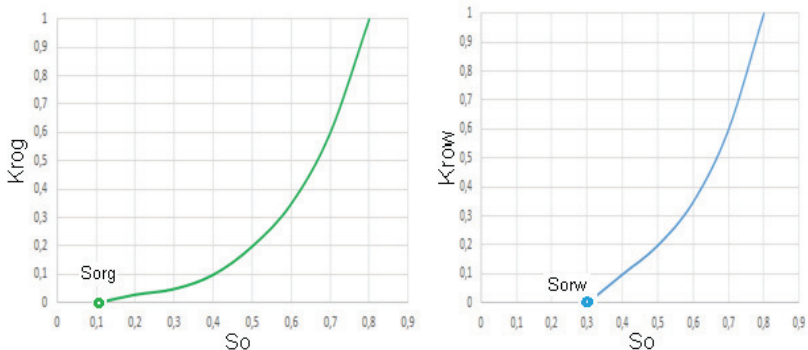


Рис.3. Типовые фазовые проницаемости нефти при двухфазной фильтрации с газом (слева), водой (справа).

Параметры газа, используемые при моделировании, были приняты равными показателям метана. Моделирование проводилось для несмешивающегося режима. Расчеты проводились для пяти значений объемных (при пластовых условиях) соотношений газ – вода, закачиваемых в пласт.

Для трех значений объемных соотношений газа и воды распределения нефтенасыщенности на момент времени, соответствующий закачке 0,3 поровых объема, приведены на рис.4.

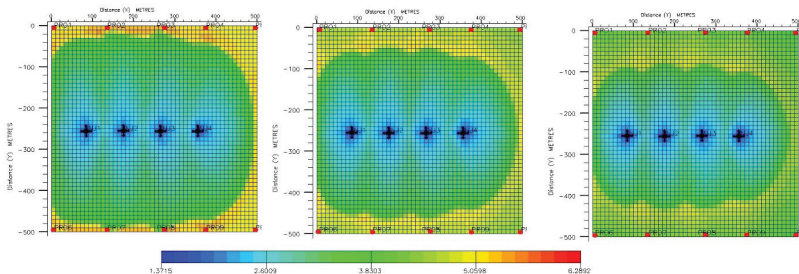


Рис. 4. Распределение нефтенасыщенности для значений соотношения закачиваемых газа и воды 40%, 50% и 60% соответственно, на момент закачки 0,1 поровых объема.

Из рисунка видно, что вытеснение нефти происходит в виде двух выраженных фронтов: газа, которому соответствует желтый цвет насыщенности и воды – синий цвет. Наиболее эффективному случаю соответствует режим, когда оба фронта близки к друг другу или совпадают. По расчетам такой режим соответствует соотношению закачиваемых газа и воды равному 0.60.

По результатам гидродинамического моделирования, были построены зависимости коэффициента извлечения нефти (КИН) от времени. Значения объема закачки ограничены 1,5 поровыми объемами. Результаты моделирования представлены на рис. 5.

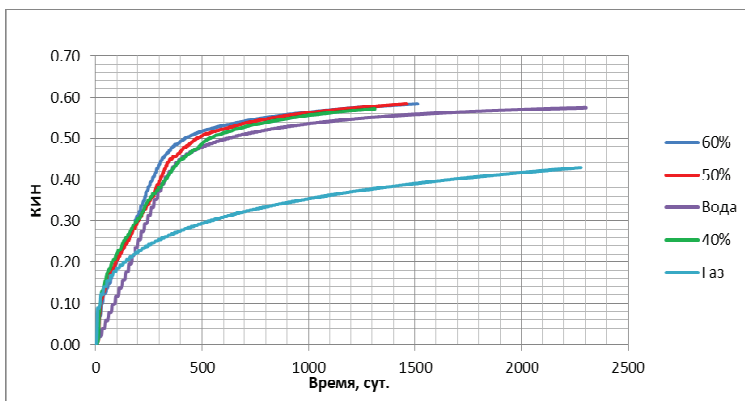


Рис.5. Зависимость коэффициента извлечения нефти от времени

В случае закачки только газа его прорыв к добывающим скважинам осуществляется быстрее всего. При закачке только воды ее прорыв к добывающим скважина происходит значительно позже. Из приведенных вариантов водогазового воздействия, соответствующих различному соотношению воды и газа, наибольшую эффективность показывает 60 % содержание газа в смеси.

Таким образом объемное соотношение вытесняющих фаз, существенно влияет эффективность процесса водогазового воздействия на нефтяной пласт. Процесс водогазового воздействия является эффективным в случае совпадения

или частичного сближения фронтов насыщенности воды и газа. Для выявления эффективного соотношения газа и воды необходимо проводить модельные расчеты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Christensen J. R., Stenly E. H., Skauge A. Review of WAG Field Experience. SPE REE, 2001, v.4, #2.
2. Hornandez C., Alvarez C., Saman A., De-Jongh A., Audemard N. Monitoring WAG Pilot at VLEField, Maracaibo Lake by Rerfluorocarbon and Fluorine Benzoic Acids Tracers. SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, 2002, SPE paper 75259.
3. Berge L. I., Stonsen J. A., Crapez B., Qaule E. A. SAWG Infectivity Behavior Based on Siri Field Data. SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, 2002, SPE paper 75126.
4. Федоров К.М., Колмаков А.В., Маришкин В.А., Бордзиловский А.С., Терентьев В.Л. Мониторинг разработки месторождений с использованием интегрированного гидродинамического моделирования. Нефтяное хозяйство, №7, 2012. 100-102 с.
5. Ulenberg K., Hoier L. Miscible Gas injection in Fractured Reservoir. SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, 2002, SPE paper 75136.
6. H. L. Stone «Probability Model for Estimating Three—phase Relative Permeability», J. Pet. Tech. 1970. – pp. 1–2, 14–18.
7. Рублев А.Б., Прохоров А.Ю., Федоров К.М., Шевелёв А.П.. Капиллярно-гравитационное равновесие в слоисто неоднородных пластах //Вестник ТюмГУ.- 2010.- № 6, с. Нефтяное хозяйство.
8. Валеев А.С., Шевелев А.П. Планирование параметров водогазового воздействия. SPE-187843-RU 2017, 10 с.
9. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993, 416 с.