

МУЛЬТИСЕГМЕНТНАЯ МОДЕЛЬ СКВАЖИНЫ

Э.С. Закиров, С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Д.П. Аникеев
ИПНГ РАН, e-mail: ezakirov@ogri.ru

Из вышеизложенного в наших работах* данного выпуска очевидно, что моделирование работы интеллектуальных скважин с присущим им забойным оборудованием и замеряющими устройствами представляет собой задачу повышенной трудности. Все вопросы, связанные с вычислением проводимости скважинной ячейки, подвижности и перепада давления с переходом к длинным скважинам значительного контакта с пластом (в западной терминологии скважины MRC – multiple reservoir contact) приобретают новые особенности с необходимостью включения новых слагаемых, уравнений для улучшенного описания работы скважины. Все эти опции комплексированы в относительно новой мультисегментной модели скважины, представляемой в данной статье. Указанная модель не является научным результатом работ коллектива авторов данной статьи. Она разработана J. Holmes и описана в публикациях [1, 2]. На сегодняшний день она успешно реализована в коммерческом симуляторе [3]. Эта модель стала промышленным стандартом для моделирования интеллектуальных скважин. Остальные коммерческие симуляторы стараются реализовать аналогичные подходы для достижения сопоставимого качества моделирования интеллектуальных скважин.

Математическая формулировка мультисегментной модели скважины

Итак, наиболее продвинутой на сегодняшний день моделью скважины является мультисегментная модель скважины, реализованная в коммерческом симуляторе [3].

В рамках данного подхода забой скважины разбивается на ряд сегментов. Используемое число сегментов связано с ожидаемой степенью точности при моделировании скважины. Например, отдельный сегмент может относиться к каждому сеточному блоку, вскрытому скважиной. Но возможно и объединение нескольких сеточных блоков в один сегмент. Дополнительные сегменты могут использоваться для

* См. статьи:

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. «Выбор между пассивными и активными управляющими при заканчивании интеллектуальной скважины»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. «Интеллектуальные скважины: преимущества и проблемы»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. «Применение интеллектуальных скважин в системах разработки нефтяных и газовых месторождений»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. «Умное заканчивание стингером и перемещение точки притока флюида как альтернатива пассивных и активных устройств при разработке тонких нефтяных оторочек» в данном выпуске.

неперфорированных участков. В местах примыкания, соединения стволов многозабойной скважины необходим как минимум один дополнительный сегмент для правильного моделирования потоков (перетоков) по стволам.

Каждый сегмент соединяется с соседним сегментом по направлению к устью скважины. Большинство сегментов также имеет как минимум одно соединение с соседним сегментом в противоположном от устья направлении. Сегменты в точках ветвления стволов имеют дополнительные соединения. Сегмент носка скважины или конец ответвления не имеют никаких «входящих» соединений.

Таким образом, удастся отслеживать топологию связей ствола любой скважины произвольной траектории. Очевидно, что данное представление скважины в виде набора связей является гораздо более продвинутым геометрическим описанием строения скважины. Соответствующий подход позволяет описывать конструкцию скважины любого уровня сложности.

Если в традиционном подходе флюидальный состав на забое характеризуется объемными факторами забоя [4], что способствует наименее точному описанию состава закачиваемого флюида при перетоке вдоль ствола скважины, то в рассматриваемом подходе вводятся дополнительные переменные, требующие дополнительных уравнений для своей однозначной разрешимости.

Условия течения флюидов в каждом сегменте определяются четырьмя главными переменными: G_T, F_w, F_h и P . Переменная G_T соответствует общему расходу через сегмент. Она является взвешенной суммой дебитов газа, нефти и воды в поверхностных условиях:

$$G_T = g_o Q_o + g_w Q_w + g_g Q_g . \quad (1)$$

Если весовые множители g заданы равными плотностям в поверхностных условиях, то G_T соответствует массовому дебиту. Но в общем случае это совсем не обязательно. Множители можно задать таким образом, чтобы снизить преобладание дебита газа Q_g в поверхностных условиях над дебитами других компонентов. Это достигается заданием такого g_g , что $g_g \ll g_o$ и $g_g \ll g_w$.

Переменные F_w и F_g соответствуют взвешенным долям воды и газа в потоке. Они определяются формулами:

$$F_w = \frac{g_w Q_w}{G_T},$$

$$F_g = \frac{g_g Q_g}{G_T}.$$
(2)

Альтернативный набор двух дополнительных переменных мог включать насыщенности газа и воды на забое скважины при забойном давлении. Но в этом случае потребовалась бы дополнительное отслеживание ситуаций преодоления забойным давлением давлений насыщения или начала конденсации в любую сторону со сменой фазовых переменных задачи, как это делается для сеточных блоков [5, 6].

Очевидно, что из набора переменных G_T, F_w, F_g можно получить дебиты индивидуальных компонентов Q_o, Q_w и Q_g .

Четвертая переменная – P – соответствует давлению в сегменте.

Три из четырех главных переменных соответствуют набору переменных, используемому в трехфазной модели с тремя фазовыми переменными [2, 7]. При этом первая переменная может быть или не быть неизвестной в одном из двух вариантов [7]. Для скважин с заданным дебитом давление P неизвестно и является фазовой переменной задачи. В случае задания забойного давления давление P не является неизвестной переменной, неизвестен дебит компонентов.

Таким образом, для каждого сегмента известен состав флюида, притекающего в скважину или закачиваемого в пласт. Это не один состав на всю скважину, а флюидальный состав для каждого сегмента. Поэтому даже при сохранении формул для расчета подвижности* состав закачиваемого флюида в случае перетока по стволу описывается гораздо точнее. Поэтому улучшено не только геометрическое описание, но и значительно усовершенствовано описание флюида в стволе скважины.

Теперь два достигнутых улучшения (описанных выше) объединяются следующим образом. Предполагается, что каждый сегмент состоит из узла и пути течения от узла-родителя. Сам узел располагают на дальнем конце сегмента, как можно дальше от устья. В точках ветвления стволов многозабойной скважины в одном узле могут соединяться несколько сегментов. В сегментах, представляющих вскрытые интервалы на забое, приток

* См. статью

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. «Вычисление подвижности во вскрытых скважиной интервалах» в данном выпуске.

из сеточных ячеек в сегмент также поступает через его узел. Давление P в сегменте и объемные доли F_w, F_g задаются в узле.

Каждый сегмент также характеризуется длиной, шероховатостью, площадью сечения и объемом. Объем используется для моделирования накопления пластовых флюидов на забое. Другие параметры являются свойствами пути течения и используются при вычислениях потерь давления. В качестве характерного свойства используется дебит G_T . Дебиты каждого компонента вдоль пути течения зависят также от переменных G_T и F_w, F_g в узле сегмента вверх по потоку. Ибо добываемая продукция транспортируется вдоль единой системы труб.

Для четырех переменных в каждом сегменте с целью однозначного их разрешения необходимо обратить систему четырех уравнений. Первые три уравнения представляют собой уравнения материального баланса для нефти, воды и газа как компонентов:

$$R_{pn} = \frac{\Delta m_{pn}}{\Delta t} - \sum_{i \in n} Q_{pi} - \sum_{j \in n} q_{pj} + Q_{pn} = 0 . \quad (3)$$

Δm_{pn} – накопление массы компонента p в сегменте n за временной шаг Δt , пересчитанное в поверхностные условия. Q_{pi} представляет дебит в поверхностных условиях через каждое входное соединение i с сегментом n . Здесь явным образом учитывается, что у сегмента n может быть несколько входящих соединений (например, от стволов многозабойной скважины). Q_{pn} – исходящий дебит через сегмент n . Здесь также явным образом учитывается, что исходящее соединение у сегмента может быть только одно. q_{pj} – интенсивность притока из пластовых сеточных блоков j , связанных с сегментом n . Как уже писалось выше, одному сегменту может быть приписано несколько сеточных блоков. По всем соединениям с ними и осуществляется суммирование. Дебит соединения j рассчитывается из почти традиционного уравнения притока к скважине:

$$q_{pj} = T_{wj} \lambda_{pj} (P_j + H_{cj} - P_n - H_{nc}) . \quad (4)$$

Здесь T_{wj} – коэффициент проводимости соединения скважины w с сеточным блоком j^* . λ_{pj} – подвижность компонента в соединении с сеточным блоком. Особенности расчета данных коэффициентов для добываемых и закачиваемых флюидов описаны в

* См. статью Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. «О представлении скважины в 3D гидродинамической модели» в данном выпуске.

работе*. P_j – давление сеточного блока, связанного с сегментом, H_{cj} – поправка на гидростатический напор между центром сеточного блока и глубиной заканчивания, т.е. глубиной ствола в середине вскрытой длины в пределах сеточного блока. Напор вычисляется по средним плотностям подвижных флюидов в сеточном блоке [4]. Средняя плотность взвешивается по относительным фазовым проницаемостям, чтобы обеспечить гладкость вариацией плотности по мере вытеснения одного флюида другим. P_n – давление в узле сегмента n . H_{nc} – гидростатический напор между глубиной узла сегмента и глубиной заканчивания, зависящий от плотности смеси флюидов в пределах сегмента.

Четвертое уравнение для каждого сегмента определяет падение давления в функции дебитов флюидов, покидающих сегмент через его выходящее соединение с другим сегментом. Оно учитывает потери давления. Применяется формула для стационарных потерь давления в виде:

$$R_4 = P_n - P_{n-1} - \Delta P_H - \Delta P_F - \Delta P_A = 0. \quad (5)$$

Здесь P_{n-1} – давление соседнего сегмента по направлению к устью скважины. Члены ΔP представляют собой гидростатический напор, а также потери давления на трение и ускорение вдоль сегмента. Особенности расчета потерь давления представлены в работе данного выпуска**. Поскольку данный вопрос рассмотрен достаточно подробно, обсуждать его снова в настоящей статье не будем, отсылая к указанной работе** и цитируемым там источникам.

Рассмотрим важный вопрос, связанный с самым верхним сегментом скважины. Поскольку его ситуация несколько отличается от любого другого сегмента скважины – отсутствует сосед «сверху». Самый верхний сегмент скважины рекомендуется располагать несколько выше кровли пласта и относить к главному стволу скважины – то есть, выше всех интервалов перфорации, а также выше любой точки ветвления стволов скважины. Обычно он не должен соответствовать устью скважины, поскольку более эффективно вычислять падение давления от пласта до устья при помощи VFP таблиц, чем включать набор сегментов до устья.

Следовательно, самый верхний сегмент часто соответствует отметке задания

* См. статью Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрунский И.М., Аникеев Д.П. «Вычисление подвижности во вскрытых скважиной интервалах» в данном выпуске.

** См. статью Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрунский И.М., Аникеев Д.П. «Вычисление перепада давления, вызывающего приток/отток в/из скважины» в данном выпуске.

забойного давления. А давление верхнего сегмента совпадает с забойным давлением скважины. Дискретизация всего забоя в виде серии сегментов может оказаться полезной при моделировании накопления жидкости на забое при исследовании скважины. Тогда прибегают к многофазной модели дрейфа для моделирования процесса сегрегации фаз на забое в процессе исследования закрытой скважины.

Для верхнего сегмента скважины три уравнения материального баланса решаются так же, как и для других сегментов. Если необходимо, верхнему сегменту можно приписать определенный объем (отражающий объем в стволе до поверхности) для учета эффектов накопления на забое. Поскольку для верхнего сегмента отсутствует наследуемый сегмент сверху, то также отсутствуют и потери давления, вычисляемые вдоль верхнего сегмента. Вместо этого уравнение потерь давления заменяется уравнением эксплуатации скважины в виде уравнения ее работы с заданным целевым дебитом. Например, для добывающих скважин с заданным дебитом нефти Q_o^{targ} четвертое уравнение (5) принимает вид:

$$R_4 = G_T - \frac{g_o Q_o^{\text{targ}}}{F_o} = 0 . \quad (6)$$

Соответствующие выражения могут быть получены для добывающих скважин при их работе на заданных дебитах воды, газа или жидкости (нефть + вода). Для скважин, эксплуатируемых при заданном дебите флюида при пластовом давлении, объем притекающей смеси должен соответствовать требуемому объемному дебиту при пересчете на среднепластовое давление. Для скважин с заданным забойным давлением давление верхнего сегмента скважины должно равняться целевому забойному давлению.

Результаты работы [1] по использованию специальных устройств, управляющих притоком к скважине

Чтобы лучше понять мультисегментную модель скважины, рассмотрим несколько примеров ее практического применения. Другие примеры приводятся в публикации [1].

Тестовый пример №1. Моделирование работы пары скважин на нефтяной оторочке с хорошими коллекторскими свойствами. Месторождение расположено в Северном море.

Горизонтальная добывающая скважина длиной около 1650 м с открытым забоем и песчаным фильтром имеет начальный дебит 4000 ст. м³/сут. Ограничение на добычу газа – 1 млн ст. м³/сут. Другая скважина – вертикальная газонагнетательная – используется для поддержания давления в режиме voidage replacement (когда при среднепластовом

давлении закачивается столько же агента по объему, сколько отбирается пластовых флюидов). Цель примера – оценить способность интеллектуальных устройств предотвращать или сдерживать прорыв газа к скважине от близко расположенной газонагнетательной скважины.

Рассматривалось применение управляющих притоком устройств двух типов: пассивного устройства (ICD – inflow control device) и активно управляемого устройства (RCC – remote completion control).

Рассмотрим некоторые результаты работы [1] применительно к влиянию трения на распределение дебита по длине горизонтальной скважины. В высокопроницаемом коллекторе депрессия в добывающей скважине невелика. Поэтому эффекты трения имеют большое значение. Из-за трения приток к пятке скважины увеличивается. Соответственно, вызывается усиленное конусообразование около пятки скважины. В тестовом примере падение давления по стволу скважины от носка до пятки составило 2 ат. И оно было вызвано, в основном, потерями на трение.

Если управляющие устройства отсутствуют, то результаты использования мультисегментной модели скважины достаточно близки к результатам применения модели с учетом трения на забое.

Приведем некоторые справочные данные относительно пассивных управляющих устройств лабиринтного типа (ICD). В данном примере оно имеет длину около 12 м. Притекающие флюиды направляются в лабиринтное устройство с очень малым диаметром канала вплоть до попадания флюидов в НКТ. Длина канала в каждом лабиринте может увеличиваться в несколько приемов, вызывая рост гидравлического сопротивления. Располагая последовательно секции с вариативно изменяющимися длинами лабиринтных каналов, удастся достаточно точно контролировать профиль притока.

В рассматриваемом примере лабиринты были расположены в пределах расстояния до 312 м от пятки скважины. Для каждого вскрытого сеточного блока с устройством ICD добавлялось отдельное ответвление с двумя дополнительными сегментами, моделирующими соответственно лабиринтную часть ICD и взаимодействие фильтра с пластом. Для вычисления потерь давления на трение через ICD использовали однородную модель. Длину лабиринтных каналов линейно уменьшали по мере удаления от пятки скважины.

Если напрямую подставить в формулу длину лабиринта, его шероховатость и диаметр для вычисления потерь давления на трение, то предсказываемый перепад давления на трение оказался бы слишком большим. В вычислительной модели дебит через сегмент лабиринта представляют в виде притока ко всей длине L скважины в пределах сеточной ячейки. Но в вычислениях должен использоваться дебит вдоль каждого 12-метрового сегмента ICD. Чтобы саппроксимировать это вычислительно, дебит Q следует отмасштабировать на множитель $12/L$. В скважинных вычислениях перепад давления через сегмент пропорционален Q^2 . Соответственно, в гидродинамической модели должен использоваться множитель $(12/L)^2$ на перепад давления для каждого лабиринтного сегмента.

На основании результатов моделирования можно утверждать, что устройство ICD задерживает прорыв газа и обеспечивает значительный рост нефтедобычи. Моделирование предсказывает падение давления на 1.2 ат через ближайший к пятке скважины лабиринт в начальный момент времени и его постепенное снижение до 0.6 ат в течение девяти прогнозных лет.

Альтернатива пассивному ICD – дистанционное управление заканчиванием при помощи RCC (в смысле разбиения скважины на отдельные управляемые секции). В пределах каждой секции течение может независимо контролироваться/управляться с поверхности. Пластовый флюид из пласта попадает в затрубное пространство и затем проходит через управляющие притоком клапаны (ICV – inflow control valves) в НКТ. Динамическое управление достигается за счет настройки степени раскрытия ICV. Существующее оборудование предусматривает ступенчатое или непрерывное управление клапанами. При этом общая длина скважины обычно разбивается на 4–6 секций.

Изначальное моделирование показало, что использование RCC секций вдоль всей скважины не рационально. Ибо из-за создаваемого ICV дополнительного гидравлического сопротивления увеличивается градиент давления по вскрытой поверхности по всей длине скважины, что приводит к раннему и усиленному конусообразованию и соответственно, к пониженной добыче нефти. Поэтому только 637 м из 1650 м горизонтального ствола скважины имели секции RCC.

Для расчета потерь давления в ICV использовали VFP таблицу, построенную по корреляции [8]. Альтернативные настройки ICV аппроксимировались в виде набора параллельных штуцеров.

Сопоставление результатов моделирования от использования RCC и ICD для первой модели можно обобщить следующим образом.

RCC приводит к увеличению плато-периода нефтедобычи. Однако, суммарная нефтедобыча оказывается даже несколько меньше, чем в случае применения ICD. Моделирование дает очень большое падение давления на ICV – порядка 4–5 ат. Ибо каждая секция RCC имеет значительную длину и весь приток данного интервала должен пройти из затрубья через ICV, что приводит к значительному перепаду давления. Следует отметить, что полученные результаты соответствуют отсутствию динамического управления клапанами ICV.

Вычислительный эксперимент показал преимущество использования ICD для оптимизации притока к скважине. Малая длина каждой секции ICD позволяет удерживать дебит в пределах каждой секции лабиринта достаточно небольшим, что позволяет избежать серьезных потерь давления.

Однако, полученный результат следовало бы сравнивать с активно управляемыми клапанами ICV. В противном случае RCC просто соответствует какому-то (ясно, что не оптимальному) ICD. Именно за счет управления степени раскрытости клапанов ICV (а значит, и дебитами управляемых интервалов) можно реально влиять на нефтедобычу скважины. Особенно в условиях загазования и обводнения добываемой продукции.

Тестовый пример № 2. Цель – с использованием штуцерирующего устройства для предотвращения перетока между стволами скважины максимизировать добычу двухзабойной скважины.

Моделируется двухзабойная скважина с двумя разнесенными по вертикали горизонтальными стволами. Первый ствол пробурен в целях уплотняющего бурения на нижний пласт, с добычей оставшейся нефти из верхней залежи. Каждый ствол вскрывает обе залежи. Первоначально каждый ствол закончен только в нижнем пласте. Вскрытие верхнего пласта второго ствола производится через 3 месяца. В результате возникает сильный переток как в пределах стволов, так и между самими стволами, благодаря высокому пластовому давлению в верхней залежи.

Точка ветвления скважины расположена на уровне 230 м выше верхнего пласта. Общая пробуренная длина – 2130 м для нижнего ствола (ствол А) и 2390 м для верхнего ствола (ствол Б). В пределах пласта протяженности стволов соответственно составляют 1650 м (ствол А) и 1150 м (ствол Б). Стволы становятся почти горизонтальными в нижнем

пласте, слегка наклоняясь (на 2–3 градуса) от пятки к носку.

Суммарная добыча скважиной жидкости ограничена величиной 2000 ст. м³/сут.

С использованием двух моделей (дрейфа и однородного многофазного течения) симитированы дебиты нефти по стволам в период перетоков между ними. Результаты моделирования показали следующее. По мере вскрытия верхнего пласта ствол Б начинает обеспечивать главный вклад в дебиты нефти и воды, добываемых на поверхности, по сравнению с притоком в ствол А. После вскрытия верхнего пласта начинаются перетоки по стволам, т.е. начинается переток флюидов из верхней залежи в нижнюю. Отсюда делается вывод, что только верхний пласт ствола Б позволяет добывать флюиды к поверхности после вскрытия верхнего пласта. В этой ситуации использование забойного управляющего устройства для настройки и оптимизации добычи флюидов становится явно необходимым.

Хотя общие дебиты для двух рассматриваемых моделей оказались близкими, сами дебиты стволов по нефти и воде различаются значительно. Особенно в период перетоков после вскрытия верхнего пласта. При начальной добыче только из нижнего пласта ствол А дает 2/3 дебита нефти по скважине, а ствол Б – 1/3.

Авторы [1] отмечают осцилляцию дебитов нефти для однородной модели. Они объясняют ее проблемами со сходимостью. Модель дрейфа, напротив, характеризуется гладкой зависимостью дебита. Видимо, нестабильность проявляется в случае, когда скорость потока в некоторых сегментах мала – порядка 1 см/с. Ибо при таких низких скоростях модель дрейфа в наклонных секциях допускает течение нефти и воды в противоположных направлениях. А однородная же модель предполагает одинаковую скорость фаз.

Возникает важный практический вопрос – как регулировать приток к стволу Б? Ибо сразу после открытия притока из верхнего пласта ствол Б становится доминирующим. И начинается переток между стволами, в котором ствол А закачивает флюид, добываемый стволом Б. Очевидно, что необходимо использовать устройство, управляющее течением.

Допустим, в скважине размещается штуцер в виде отдельного сегмента. Падение давления на нем определяют на основе заранее рассчитанной VFP таблицы, учитывая поведение данного штуцера. Но в работе [1] использовался более простой метод. Потери давления на трение в рассматриваемом сегменте увеличивались на некоторый множитель,

что эквивалентно уменьшению диаметра трубы.

Поток в стволе Б «зажимается» заданием множителя верхнего сегмента ствола с момента вскрытия верхнего пласта. При умножении потерь давления на трение на число 50 (при реальном диаметре трубы 0.15 м) удалось увеличить добычу нефти из скважины. При этом удалось «победить» перетоки между стволами скважины.

Из результатов проведенных математических экспериментов для рассмотренных двухфазных тестовых примеров авторы [1] отмечают следующие дополнительные наблюдения. Вычислительные затраты допустимо растут с увеличением числа сегментов скважины. Если сегментов мало, то мультисегментная модель оказывается вычислительно быстрее модели с трением на забое.

Представленное описание и результаты расчетов позволяют сделать следующие выводы.

- Мультисегментная модель скважины удобна и соответствует сложности задачи моделирования нового поколения прогрессивных скважин в гидродинамических симуляторах. Она позволила смоделировать вариации дебита, состава смеси в стволе скважины и давления вдоль скважины, обеспечивая более точное моделирование перетока по стволу скважины, а также многофазного течения. Модель способна адаптироваться к моделированию многозабойной скважины. А дополнительные сегменты могут использоваться для представления набора управляющих притоком устройств.

- Первая тестовая модель сопоставляла действие в горизонтальной скважине устройств двух типов, управляющих заканчиванием. Оба типа улучшили динамику добычи нефти. Однако, преимущества от использования RCC снизились из-за повышенных потерь давления в скважине. Можно отметить, что мультисегментная модель скважины обеспечивает большую гибкость для моделирования различных типов управляющих течением устройств.

- Вторая тестовая модель исследовала поведение двухзабойной скважины. Она показала способ контроля над перетоком между стволами для максимизации общей добычи нефти. Способность мультисегментной модели скважины определять траекторию скважины независимо от пластовой сетки позволяет представлять трубные секции и расположенные выше кровли пласта точки ветвления. Использование модели дрейфа для многофазного течения может стабилизировать получение решения при низких скоростях, когда фазы имеют тенденцию к противотечению.

Выводы

Мультисегментная модель скважины является наиболее прогрессивной среди существующих коммерческих симуляторов. Она (или ее функциональный аналог) рекомендуется для проведения гидродинамических расчетов при использовании интеллектуальных скважин.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Holmes J.A., Barkve T., Lund O.* Application of a Multisegment Well Model to Simulate Flow in Advanced Wells. // Paper SPE 50646 prepared for presentation at the SPE European Petroleum Conference. The Hague, the Netherlands, 20–22 October 1998. 11 p.
2. *Holmes J.A.* Enhancements to the Strongly Coupled, Fully Implicit Well Model: Wellbore Crossflow Modeling and Collective Well Control // Paper SPE 12259 prepared for presentation at the 7th SPE Symposium on Reservoir Simulation. San Francisco, California, 1983. November. 12 p.
3. Schlumberger ECLIPSE 2008.1 Technical Description. 2008.
4. ECLIPSE 200 Reference Manual. GeoQuest, 1998.
5. *Banks D., Ponting D.K.* Interphase Mass Transfer Effects in Implicit Black Oil Simulators // European Symposium on Enhanced Oil Recovery. Bournemouth, 1981. September. 11 p.
6. *Cheshire I.M., Appleyard J.R., Banks D., Crozier R.J., Holmes J.A.* An Efficient Fully Implicit Simulator // Paper EUR 179 prepared for presentation at the European Offshore Petroleum Conference and Exhibition. London, 1980. October. P. 325–336.
7. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Изд. дом «Грааль», 2001. 303 с.
8. *Sachdeva R., Schmidt Z., Brill J.P., Blais R.M.* Two-phase Flow through Chokes // Paper SPE 15657 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, 5–8 October 1986. 12 p.