

Критерии оценки ПО по гидродинамическому моделированию для месторождений УВС

Приложение 2
к Протоколу ЭТС ГКЗ
от 10 июня 2015 г

Результаты апробации программных комплексов по гидродинамическому моделированию

№ п.п.	Требование	Описание
Общие требования к программным средствам Гидродинамического моделирования		
1	Полностью трёхмерная фильтрационная модель	Гидродинамическая модель должна быть полностью трёхмерной - то есть в явном виде включать перетоки в трёх направлениях и рассматривать их одновременно при решении систем уравнений
2	Трёхфазная фильтрационная модель	Гидродинамическая модель должна в явном виде включать три фазы (вода, жидкая УВ фаза, газообразная УВ фаза)
3	Учёт капиллярных давлений в системе нефть - вода	Модель должна учитывать капиллярные давления в систем нефть вода при проведении расчётов и равновесной инициализации для корректного отображения переходной зоны
4	Горизонтальное и вертикальное масштабирование ФОФП	Модель должна обеспечивать возможность вертикального и горизонтального масштабирования функций относительных фазовых проницаемостей для учёта зависимости от ФЕС и литотипов
5	Учёт гистерезиса ФОФП в системе нефть - вода	Модель должна обеспечивать корректный учёт гистерезиса ФОФП в системе нефть вода, отображая разные фазовые проницаемости и конечные точки для воды и нефти при пропитке и дренаже
6	Учёт моделей водонапорного режима	Модель должна обеспечивать возможность использования моделей водоносного горизонта Carter Tracy, Fetkovich и численных моделей. При этом должна поддерживаться возможность притока флюида из модели в водоносный пласт при повышении пластового давления
7	Обеспечение устойчивости вычислений	Модель должна обеспечивать выбор временного шага расчёта для обеспечения сходимости нелинейных уравнений и материального баланса
8	Запись динамических массивов точно на заданные даты	Модель должна обеспечивать выбор временного шага расчёта таким образом чтобы окончание временного шага приходилось в том числе на все заданные даты вывода массивов динамических показателей (обычно конец каждого расчётного года)
9	Запись показателей разработки точно на заданные даты	Модель должна обеспечивать выбор временного шага расчёта таким образом чтобы окончание временного шага приходилось в том числе на все заданные отчётные даты (обычно конец каждого месяца)
10	Учёт изменений по скважинам точно на заданные даты	Модель должна обеспечивать выбор временного шага расчёта таким образом чтобы окончание временного шага приходилось в том числе на все даты при которых происходит ввод и остановка скважин, изменение режимов их работы, изменение интервалов перфораций и т.д.
11	Учёт горизонтальных скважин	Модель должна обеспечивать учёт притока к скважинам произвольной траектории, пересекающим блоки сетки по любым направлениям. Траектории скважин должны задаваться в реальных координатах (XYZ)
12	Учёт интервалов перфорации	Модель должна учитывать фактическое положение интервалов перфорации, задаваемое в измеренных или абсолютных глубинах
13	Контроль скважин по забойному давлению	Модель должна обеспечивать контроль скважин по заданному забойному давлению при прогнозных расчётах
14	Контроль скважин по дебиту	Модель должна обеспечивать контроль скважин по заданному дебиту нефти, газа, жидкости или воды при прогнозных расчётах
15	Контроль скважин по устьевому давлению	Модель должна обеспечивать контроль скважин по заданному устьевому давлению при прогнозных расчётах посредством VFP таблиц, учитывающих в том числе изменение состава продукции
16	Контроль скважин по историческим показателям	Модель должна обеспечивать контроль скважин по историческому дебиту жидкости, нефти или газа (для добывающих скважин) и по историческому расходу воды или газа (для нагнетательных скважин)
17	Моделирование ГРП	Модель должна моделировать эффект трещин ГРП, выходящих за пределы блока сетки методом создания дополнительных соединений скважина - пласт
18	Учёт влияния нелинейной сжимаемости газа на коэффициент продуктивности газовых скважин	ПО моделирования должно поддерживать поправку к коэффициенту продуктивности газовых скважин, обусловленную зависимостью свойств реального газа от давления - Gas Pseudo Pressure
19	Моделирование закачки воды	Модель должна поддерживать моделирование закачки воды через нагнетательные скважины
20	Моделирование закачки газа	Модель должна поддерживать моделирование закачки газа через нагнетательные скважины
21	Моделирование ВГВ	Модель должна поддерживать моделирование закачки водогазовой смеси как в виде переключения нагнетательной скважины между газом и водой через заданные промежутки времени так и через закачку "газированной" воды

22	Возможность выдачи и визуализации технологических показателей по скважинам и группам скважин на каждый расчётный шаг	ПО должно обеспечивать выдачу основных технологических показателей (давление, дебиты фаз, накопленная добыча) по скважинам, слоям модели и отдельным вскрытым ячейкам
23	Возможность выдачи и визуализации динамических массивов	ПО должно обеспечивать выдачу динамических массивов (давления, насыщенностей)
24	Возможность выдачи и визуализации линий тока	ПО должно обеспечивать возможность выдачи и визуализаций линий тока а также связанных с ними массивов (регионов добычи/закачки, Time Of Flight, Time To Producer, Time from Injector)
25	Возможность выдачи и визуализации данных по стволу скважины	ПО должно обеспечивать выдачу и визуализацию изменения давления, насыщенности и притока вдоль стволов скважин.
26	Возможность раздельного учёта углеводородных компонентов, добываемых из нефтяной оторочки и газовой шапки	ПО должно обеспечивать возможность раздельного учёта добычи попутного и свободного газа, а также нефти и конденсата
27	Возможность параллельных расчётов для различных архитектур	Программное обеспечение должно поддерживать параллельные вычисления как на рабочих станциях так и на вычислительных кластерах
28	Совпадение результатов скалярных и параллельных вычислений	Программное обеспечение должно обеспечивать точное совпадение результатов расчётов, получаемых по одной и той же модели на ЛЮБОМ числе процессоров как на рабочих станциях так и на вычислительных кластерах
29	Трёхкомпонентная фильтрационная модель	Модель должна в явном виде учитывать минимум три компонента (газ сепарации, сепарированную нефть/конденсат и воду)
30	Учёт растворённого газа	Модель должна учитывать растворённый в жидкой УВ фазе газ и зависимость его максимального количества от давления насыщения
31	Учёт нелинейного характера зависимости свойств недонасыщенной нефти от давления	Модель должна учитывать нелинейный характер зависимости объёмного коэффициента и вязкости жидкой УВ фазы от давления при постоянном содержании растворённого газа. Модель должна обеспечивать возможность использования различных зависимостей при различных содержаниях растворённого газа
32	Учёт конденсата (нефти) растворённого в газовой фазе	Модель должна учитывать растворённый в газообразной УВ фазе конденсат (нефть) и зависимость его максимального содержания от давления начала конденсации
33	Учёт нелинейного характера зависимости свойств недонасыщенного конденсата газа от давления.	Модель должна учитывать нелинейный характер зависимости объёмного коэффициента и вязкости газовой УВ фазы от давления при постоянном содержании конденсата растворённой нефти. Модель должна обеспечивать возможность использования различных зависимостей при различных содержаниях конденсата (растворённой нефти)
34	Моделирование закачки полимеров	Модель должна поддерживать закачку полимерного раствора через водонагнетательные скважины с учётом основных эффектов (зависимость вязкости полимерного раствора от концентрации полимера, адсорбция полимера породой с соответствующим ухудшением ФЕС)
35	Модель конденсатной банки	ПО моделирования должно поддерживать поправку к коэффициенту продуктивности газовых скважин, обусловленную снижением фазовой проницаемости для газа за счёт формирования конденсатной банки - Multiphase Gas Pseudo Pressure
36	Полностью неявная численная схема	Гидродинамическая модель Black Oil должна проводить расчёты по полностью неявной численной схеме и обеспечивать устойчивость решения при прорывах газа, высокой неоднородности и т.д.
37	Расчёт PVT свойств компонентов на основе уравнения состояния	Гидродинамическая модель должна проводить расчёты PVT свойств жидкой и газообразной УВ фаз (плотности, вязкости, сжимаемости, объёмные доли фаз) на основе уравнения состояния (как минимум модифицированного уравнения состояния Пенга Робинсона)
38	Возможность задания начального состава при инициализации модели	ПО должно обеспечивать возможность задания изменения начального компонентного состава по глубине
39	Возможность задания состава нагнетаемого флюида	ПО должно обеспечивать возможность задания компонентного состава закачиваемого флюида для нагнетательных скважин
40	Расчёт дебитов нефти и газа с использованием модели сепараторов	ПО должно обеспечивать расчёт добываемых объёмов и плотностей фаз через модели многоступенчатой сепарации, основанные на уравнении состояния. При этом должна обеспечиваться возможность задавать разные условия сепарации для разных групп скважин (например нефтяных и газовых)

41	Учёт поверхностного натяжения в системе нефть - газ	ПО должно обеспечивать расчёт поверхностного натяжения между жидкой и газообразной УВ фазами с соответствующей корректировкой функций относительных фазовых проницаемостей
42	Адаптивная явно - неявная численная схема	Гидродинамическая модель EOS должна проводить расчёты по адаптивной явно - неявной численной схеме, в которой не менее 10% активных ячеек могут рассчитываться как полностью неявные

ИТОГО

Требования к ПО, применяемому для моделирования разработки месторождений высоковязкой нефти

1	Неизотермическая модель	ПО должно поддерживать неизотермическую модель (Vo или EOS) с возможностью закачки пара и горячей воды, с учётом изменения вязкости нефти и остаточной нефтенасыщенности от температуры, с учётом отвода тепла в выше и ниже лежащие породы
	Возможность закачки пара в трёхфазной модели	ПО должно поддерживать возможность моделирования закачки водяного пара в трёхфазные модели (то есть в пласты где содержится свободный газ)
	Возможность учёта неньютоновских свойств нефти	ПО должно обеспечивать возможность учитывать зависимость вязкости нефти от градиента давления

ИТОГО

Требования к ПО, применяемому для моделирования разработки месторождений с естественной трещиноватостью

1	Модель двойной пористости	ПО должно поддерживать модель двойной среды (матрица - трещина) в которой возможны перетоки между блоками трещины а также между соответствующими друг другу блоками матрицы и трещины
2	Модель двойной проницаемости	ПО должно поддерживать модель двойной среды (матрица - трещина) в которой возможны перетоки между блоками трещины, блоками матрицы а также между соответствующими друг другу блоками матрицы и трещины
3	Учёт гравитационного дренажа в моделях двойной пористости/двойной проницаемости	ПО должно обеспечивать учёт гравитационного дренажа - дополнительное вытеснение нефти и воды из блока матрицы при заполнении соответствующего ему блока трещины газом
4	Учёт механизма капиллярной пропитки в моделях двойной пористости/двойной проницаемости	ПО должно обеспечивать учёт механизма капиллярной пропитки за счёт задания в блоках трещины отличных от блоков матрицы (обычно нулевых) значений капиллярных давлений в системе нефть - вода, в результате чего в гидрофильном коллекторе возникает дополнительная сила, вытесняющая нефть из матрицы
5	Направленные фазовые проницаемости	ПО должно поддерживать возможность задания разных функций относительных фазовых проницаемостей для разных направлений
6	Учёт полного тензора проницаемости	ПО должно иметь возможность учёта полного тензора проницаемости

ИТОГО

Требования к ПО, применяемому для моделирования разработки месторождений в нетрадиционных коллекторах

1	Модель десорбции газа при снижении давления по изотреме Langmuir	ПО должно позволять пользователю задавать массив зольности угля и параметры изотремы Langmuir
2	Учёт изменения нелинейного изменения пористости и проницаемости при снижении давления и десорбции газа из угля	ПО должно содержать модель описывающую изменение пористости и проницаемости системы трещин при снижении давления, учитывающую как эффект уменьшения пористости и проницаемости за счёт снижения давления внутри трещин так и эффект "сжатия" угля в результате десорбции метана (модель Palmer Mansoori или аналогичные)
3	Модель десорбции газа при снижении давления по задаваемой пользователем зависимости (давление - содержание газа)	ПО должно позволять пользователю задавать содержание адсорбированного матрицей газа как функцию давления
4	Учёт зоны улучшенной проницаемости, возникающей при ГРП	ПО должно иметь возможность задания эллиптической зоны улучшенной проницаемости (Stimulated Rock Volume), возникающей в результате ГРП

ИТОГО