

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МОДЕЛЕЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО
КОМПЛЕКСА НЕМЕЗИДА-ГИДРАСИМ
НА ПЛАСТАХ ВАН-ЁГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**
RESULTS OF USING MODELS OF THE COMPUTER COMPLEX
NEMESIDA-HYDRASIM TO THE FORMATIONS OF THE FIELD VAN-EGAN

А. В. Стрекалов, А. В. Саранча

A. V. Strekalov, A. V. Sarancha

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: гидросистема продуктивных пластов; Немезида-Гидрасим

Key words: hydraulic system of productive formations; Nemesida-Hydrasym

Основной особенностью использования предлагаемой в вычислительном комплексе [1] модели является фактор изменения гидросопротивления в элементах гидросистемы продуктивных пластов (ГПП) (ячейках) в различных направлениях в зависимости от текущего распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

В частности, объективность интерпретации гидродинамических исследований (ГДИ) на неустановившихся режимах отбора обусловлена учетом множества факторов: изменение проницаемости от давления, изменение пористости вследствие деформации породы, раскрытие/смыкание трещин до и после остановки нагнетательной скважины. На рис. 1 показана динамика забойного давления, проницаемости, пористости и насыщенностей зоны воздействия скважины (ЗВС) нагнетательной скв. 306 Ван-Ёганского месторождения на режиме нагнетания с приемистостью 700 куб. м/сут в течение 2 сут., с последующей остановкой.

Отображенные на рис. 1 зависимости получены вычислительным экспериментом на модели ГПП. Вскрытый пласт БВ₄ принят ограниченным вокруг забоя скважины радиусом ЗВС :: 1500 м, с начальной проницаемостью 57,1 мД, пластовым давлением 19,2 МПа, средней толщиной 8,7 м и нефтенасыщенностью к моменту пуска 0,07. Коэффициенты сжимаемости пластовой воды — 1,2 1/ГПа, нефти — 3,4 1/ГПа, породы — 0,085 1/ГПа.

Как видно из графика $P_z(t)$ (см. рис. 1), динамика забойного давления соответствует росту давления во время работы скважины и сначала резко, а затем медленному падению давления, что отражает классические законы подземной гидро-

механики. Вследствие слабой сжимаемости породы, пористость $m(t)$ изменяется незначительно: сначала растет, затем уменьшается синфазно с кривой давления.

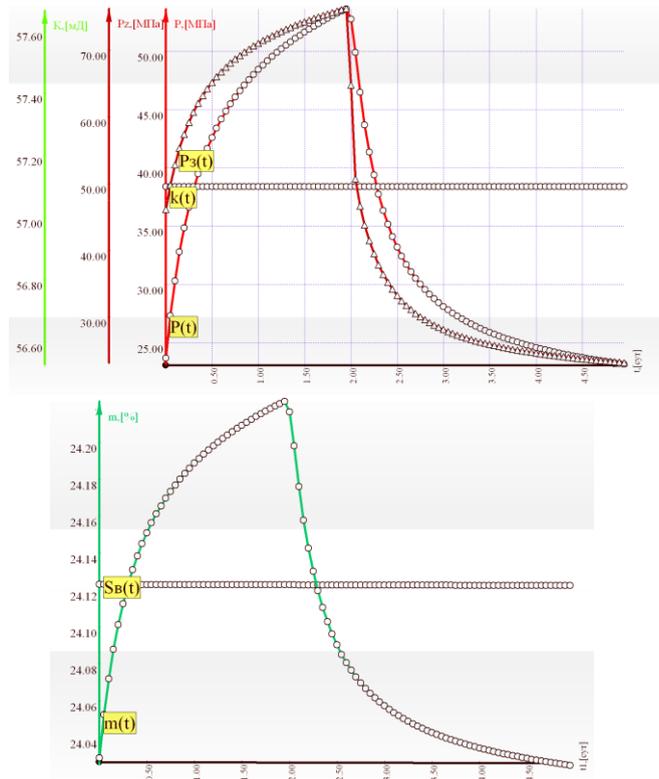


Рис. 1. Динамика режимов и свойств ЗВС скв. 306 без учета изменения проницаемости и трещинообразования

На рис. 2 показана динамика пластового и забойного давления с учетом изменения проницаемости от давления согласно принятой модели, при коэффициенте изменения проницаемости от давления $n = 0,13$ 1/МПа.

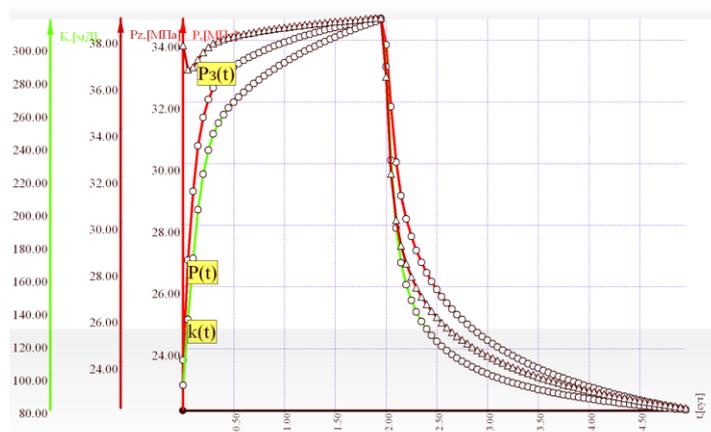


Рис. 2. Динамика режимов и свойств ЗВС скв. 306 с учетом изменения от давления

Как видно из графика $P_3(t)$ (см. рис. 2), забойные давления ниже, чем без учета изменения проницаемости, а скорость восстановления давления больше вследствие большей проводимости ЗВС. На рис. 3 отражена динамика ФЕС и толщин трещин в ЗВС. Символами X_u , X_d , Y_u и Y_d обозначены толщины трещин в направлениях осей X и Y от центра ячейки ствола скважины к ее граням: d — вдоль оси, u — против оси. Из динамики толщин трещин видно, что при запуске скважины трещины дискретно раскрываются, а после остановки скважины смыкаются, причем не одновременно по направлениям. Коэффициент раскрытия трещины $D = 8$ 1/МПа, предельная толщина смыкания $A_0 = 2$ мм и $A_1 = 5$ мм/д. е. Коэффициент проницаемости трещины $k_{mp} = 7750$ Д.

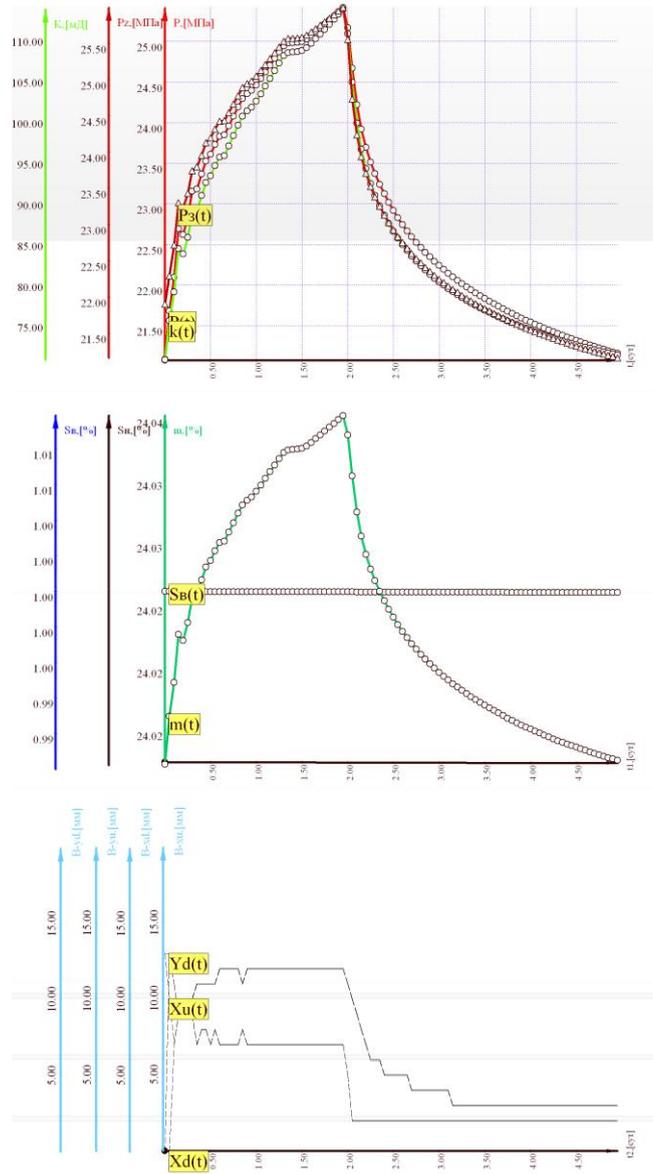


Рис. 3. Динамика режимов и свойств ЗВС (скв. 306 пласт БВ4) с учетом изменения проницаемости и с учетом трещинообразования

Приводимые графики — $P(t)$ описывают динамику пластового давления на расстоянии 35 м от забоя скважины.

Из показанных примеров использования предлагаемой модели видно, что давление на забое нагнетательной скважины существенно ниже при учете трещинообразования. А также важно отметить, что при формировании, развитии и раскрытии трещин динамика забойного давления ведет себя нестабильно (см. рис. 3), так как условия формирования трещин имеют некоторую степень дискретизации. То есть трещина образуется в результате превышения на данный момент текущего градиента давления между концами трещины (предполагаемой на данный момент) над критическим gp_c в направлении соответствующих граней ячеек. Дискретное изменение $m(t)$ является издержками допущений в модели, то есть в природных условиях наблюдаться не будет.

Градиент разрыва для вышеприведенных примеров принят равным 0,15 МПа/м. Еще раз отметим, что данный критический градиент показывает при каком перепаде давления между центром ячейки и ее гранью по направлению или против выбранной оси происходит мгновенное формирование трещины от центра ячейки до грани. Причем толщина трещины при этом соответствует минимально возможной — A_0 и не может быть сомкнута до меньшей толщины.

Рассмотрим ряд примеров использования предлагаемой модели ГПП для отражения возможностей модели с учетом факторов динамического развития трещин.

Анализ результатов вычислительных экспериментов на примере Ван-Ёганского месторождения. В связи с тем, что по пласту ПК₁₉ проведены трассерные исследования, из результатов которых выявлены каналы с высокой проводимостью, данный пласт в данной работе представляет особенный интерес. Проведем вычислительный эксперимент над моделью данного пласта.

На рис. 4 показана сводная геолого-техническая модель пласта ПК₁₉.

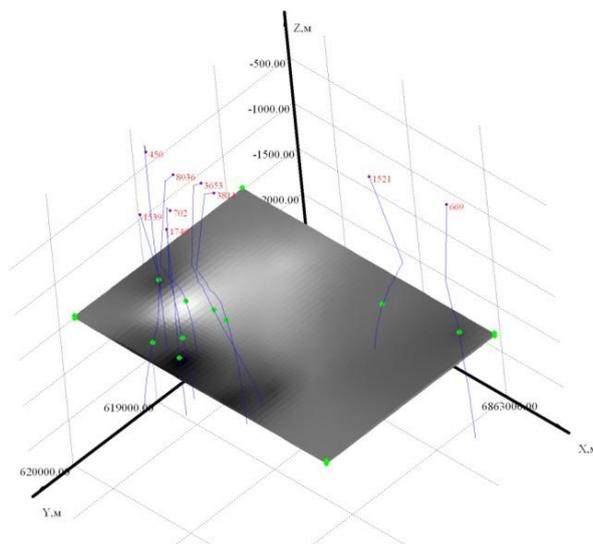


Рис. 4. Сводная модель ГПП пласта ПК₁₉

Размеры ячеек модели ГДМ примем 60×40 м, средняя проницаемость — 1100 мД с нормальным распределением в интервале ± 12 %, открытая пористость — 24,7 %, начальная нефтенасыщенность — 68 %, градиент разрыва — 0,098 МПа/м, проницаемость трещины — 350 Д. Сжимаемость породы — 0,076 1/ГПа, сжимаемость нефти — 6,7 1/ГПа, сжимаемость — воды 1,2 1/ГПа. На рис. 5–9 показана динамика пластового давления в модели данного пласта. На рис. 5–9 наи-

более светлым показано наибольшее давление (MaxP), а наиболее темным — наименьшее (MinP) давление к данному моменту. Как видно из рис. 9, 10 к моменту 690 сут (от момента пуска первой скважины) в окрестности нагнетательной скважины 702 формируется компактная (практически не сетевая) асимметричная структура трещин, которые направлены в зоны отбора, то есть пониженного пластового давления.

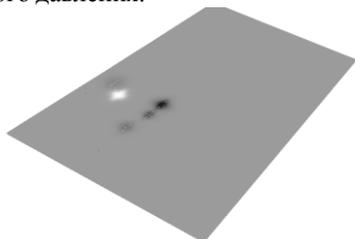


Рис. 5. Распределение давления в модели ГПП пласта ПК₁₉ по истечении 180 сут с момента пуска первой скважины: MinP = 8, MaxP = 17,4 МПа

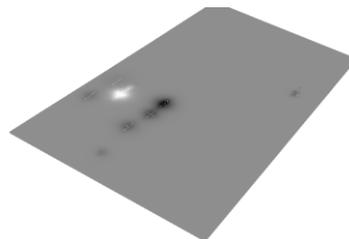


Рис. 6. Распределение давления в модели ГПП пласта ПК₁₉ по истечении 190 сут с момента пуска первой скважины: MinP = 7, MaxP = 18,4 МПа

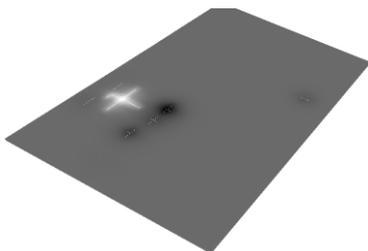


Рис. 7. Распределение давления в модели ГПП пласта ПК₁₉ по истечении 390 сут с момента пуска первой скважины: MinP = 7,4, MaxP = 20,6 МПа

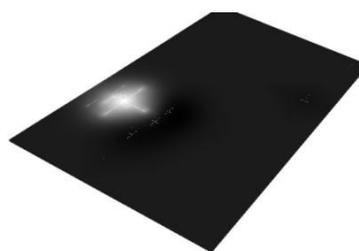
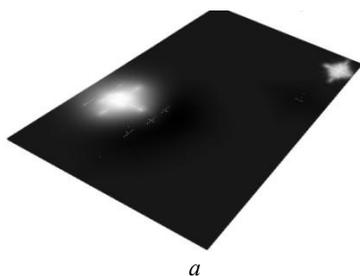
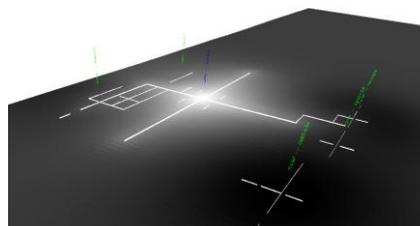


Рис. 8. Распределение давления в модели ГПП пласта ПК₁₉ по истечении 420 сут с момента пуска первой скважины: MinP = 8, MaxP = 22,4 МПа



a



б

Рис. 9. Распределение давления в модели ГПП пласта ПК₁₉: а — по истечении 430 сут с момента пуска первой скважины; б — 690 сут: MinP = 8,5, MaxP = 21,5 МПа

Дальнейшее развитие трещин не происходит, так как добывающие скважины были остановлены (рис. 11), и давление равномерно распределяется согласно образовавшейся структуре трещин.

В удаленной зоне — ЗВС нагнетательной скважины 669 (см. рис. 9 а) формируется достаточно развитая сеть трещин, что обусловлено равномерным распределением в данной зоне пластового давления. То есть направление трещин инвариантно.

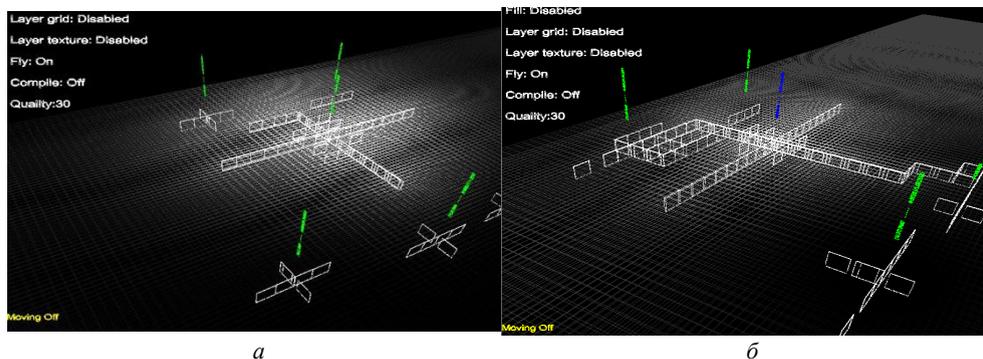


Рис. 10. Распределение давления в модели ГПП пласта ПК₁₉: а — по истечении 430 сут с момента пуска первой скважины в разрезе ячеек, б — по истечении 690 сут с момента пуска первой скважины в разрезе ячеек

Как видно на рис. 10, согласно условиям возникновения трещин в ЗВС добывающих скважин также возникают трещины. Однако в добывающих скважинах их толщина будет равна A_0 , то есть раскрытия не происходит. Последнее может отражать явление, когда начальная напряженность в пласте направлена на разрыв пласта в этой зоне, например из-за характера залегания коллектора.

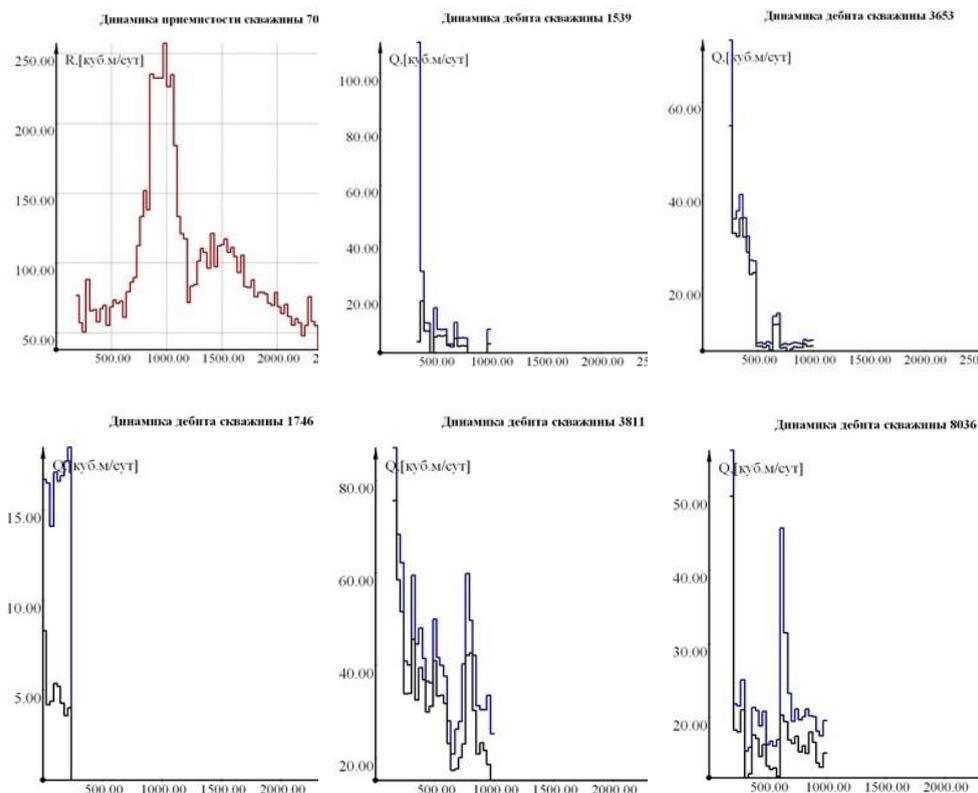


Рис. 11. Динамика приемистости скважины 702 и дебитов окрестных скважин

Согласно результатам обработки данных проведения трассерных исследований, проведенных С. И. Грачевым, А. С. Трофимовым, на данном пласте обнару-

жены каналы со сверхнизким фильтрационным сопротивлением в направлении скважин 3811, 8036 и 1539.

Данные исследования подтверждают результаты, полученные на предлагаемой модели (см. рис. 9, 10). Однако величины проницаемостей, полученные в результате обработки данных трассерных исследований, по мнению авторов, являются завышенными по причине невозможности учета площади выявленных каналов. По предлагаемой модели трещина в скв. 8036 не формируется. Возможно, последнее связано с тем, что в пласте имели место иные, не учтенные факторы развития трещин.

На рис. 12 показана расчетная динамика забойного давления в скв. 702. Как видно, фактическая и расчетная динамики неплохо коррелируют, что также может являться подтверждением достоверности предложенной модели и качества ее адаптации. Наличие каналов (трещин) с высокой проводимостью в окрестности 702 скважины также подтверждается трассерными исследованиями.

Показанная на рис. 12 динамика толщин трещин по направлениям X, Y в непосредственной близости от забоя скважины (до 30–60 м) демонстрирует изменение толщин трещин в зависимости от давления нагнетания и времени. Причем толщины трещин неодинаковы в различных направлениях, что показывает избирательность в направлениях распространения трещины.

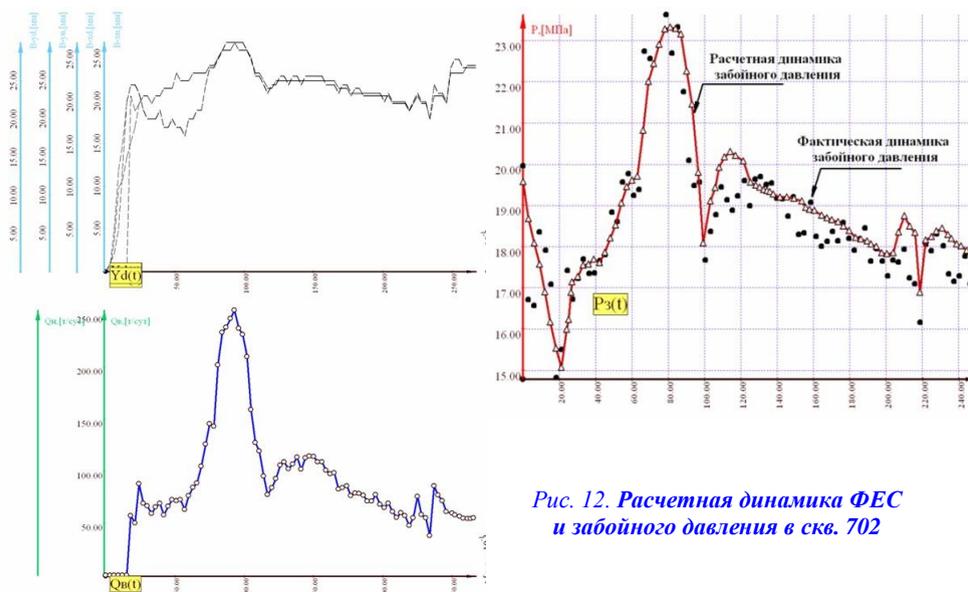


Рис. 12. Расчетная динамика ФЭС и забойного давления в скв. 702

В таблице показаны результаты статистического сравнения расчетных и фактических забойных давлений в скв. 702 с учетом и без учета трещинообразования.

Сравнение результатов адаптации моделей ГПП пласта ПК₁₉ по скважине 702

Величина	Ед. измерения	С учетом образования трещин	Без учета образования трещин
Коэффициент корреляции	д.е.	0,978	0,603
Коэффициент корреляции Пирсона $r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}$	д.е.	0,979	0,604

Величина	Ед. измерения	С учетом образования трещин	Без учета образования трещин
Среднеарифметическое относительное отклонение $\bar{\delta} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{ x_i - y_i }{x_i}$	д.е.	0,0158	0,289
Среднегеометрическое относительное отклонение $\bar{\delta}_G = \sqrt[n]{\sum_{i=1}^n \frac{ x_i - y_i }{x_i}}$	д.е.	0,0109	0,264
Сумма квадратов отклонений	МПа ²	9,53	2460

Примечание. x_i — фактические точки забойного давления, y_i — расчетные точки забойного давления

Рассмотрим результаты применения модели ГПП на залежи пласта БВ₆. На рис. 13 показана сводная геолого-техническая модель БВ₆.

Размеры ячеек модели ГДМ приняты 50×40 м, средняя проницаемость — 170 мД с нормальным распределением в интервале ±12 %, открытая пористость — 23,7 %, начальная нефтенасыщенность — 71,3 %, градиент разрыва — 1,21 МПа/м, проницаемость трещины — 1 750 Д. Сжимаемость породы — 0,056 1/ГПа, сжимаемость нефти — 8,7 1/ГПа, сжимаемость воды — 1,1 1/ГПа. Остальные параметры были взяты по результатам ГИС, ГДИ и лабораторных исследований.

Для удобства отображения будем рассматривать наиболее интересный участок модели — в окрестности нагнетательной скв. 3 464.

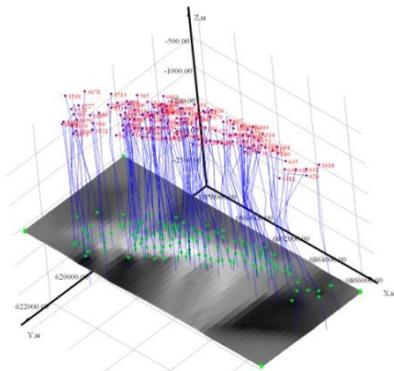


Рис. 13. Сводная модель ГПП пласта БВ₆

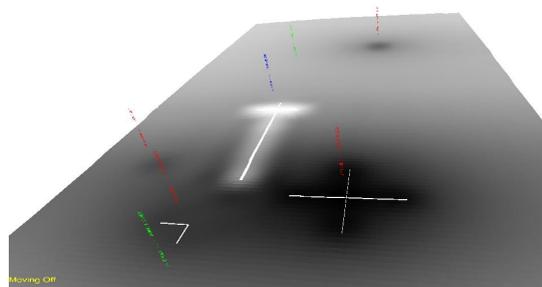


Рис. 14. Распределение давления в модели ГПП пласта БВ₆ по истечении 2 800 сут с момента пуска первой скважины: MinP = 11,6; MaxP = 28,1 МПа

На рис. 14–18 показана динамика распределения пластового давления по площади в модели данного пласта. Наиболее светлым, как и в предыдущем примере, показано наибольшее давление (MaxP), а наиболее темным — наименьшее (MinP) давление к данному моменту. Как видно из рис. 14 к моменту 2 800 сут (от момента пуска первой скважины) в окрестности нагнетательной скважины 3 464 формируется трещина в направлении зоны отбора (наиболее темная зона), то есть пониженного пластового давления. Дальнейшее развитие трещины продолжается, и уже к моменту 2 850 сут (см. рис. 15) происходит первый прорыв трещины к забою скважины. Как видно на рис. 14, к моменту пуска скважины 3 464 в ЗВС

скважины 558 уже сформировались тонкие нераскрывающиеся трещины (по модели 0,1 мм), которые также послужили условием для дальнейшего прорыва трещины, идущей от скважины 3 464 (см. рис. 15).

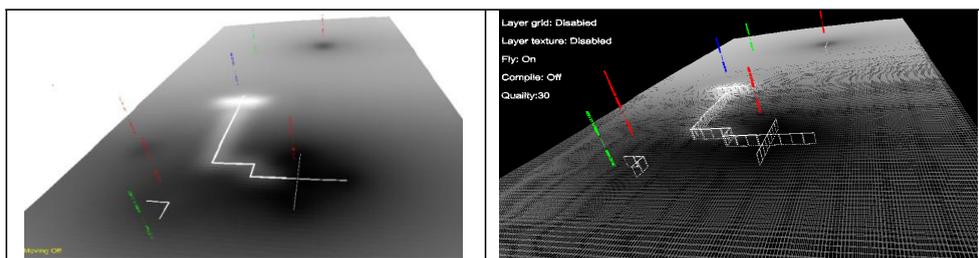


Рис. 15. Распределение давления в модели ГПП пласта BV_6 по истечении 2 850 сут с момента пуска первой скважины: $MinP = 12,0$; $MaxP = 27,4$ МПа

К моменту времени 2 950 сут (см. рис. 16) от забоя нагнетательной скважины формируется вторая (по структуре) трещина, которая достигает забоя скв. 558 к моменту 3 000 сут (см. рис. 17).

На рис. 17 видно, что начинает формироваться трещина от забоя скв. 1 109 к углу основной трещины (идущей от 3 464), при этом воронка депрессии искривляется. К моменту 3 100 сут (см. рис. 18) основная трещина смыкается с трещиной, идущей от скв. 1 109, образуется окончательная сетевая структура трещин. Данная структура при дальнейшем расчете на момент времени 6 000 сут не развивается, и происходит лишь изменение толщин трещин в различных зонах между скважинами (рис. 19).

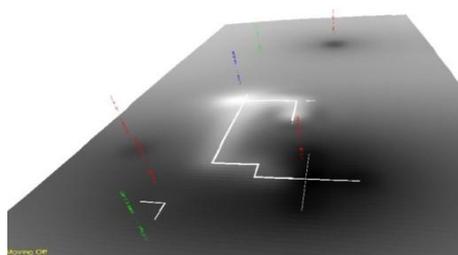


Рис. 16. Распределение давления в модели ГПП пласта BV_6 по истечении 2 950 сут с момента пуска первой скважины: $MinP = 12,4$; $MaxP = 27,0$ МПа

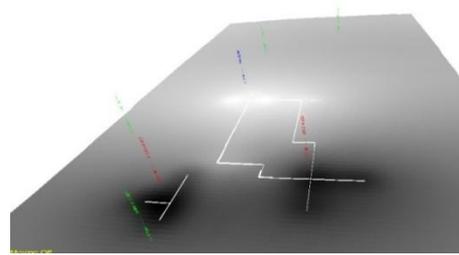


Рис. 17. Распределение давления в модели ГПП пласта BV_6 по истечении 3 000 сут с момента пуска первой скважины: $MinP = 11,8$; $MaxP = 26,9$ МПа

По-видимому, изменение толщин трещин в процессе работы скважин и, как следствие, их проводимостей определяет характер динамики режимов добывающих скважин.

На рис. 20 показано сопоставление расчетных и фактических дебитов жидкости и нефти по добывающей скважине 558 с момента 2 750 сут. Как видно из динамики расчетных дебитов, с момента 2 750 сут возмущение от нагнетательной скважины 3 464 (пуск в 2 710 сут) доходит до забоя скважины 558, что сопровождается постепенным ростом дебитов по жидкости и нефти (начальный участок кривых расчетных дебитов). Прорыв трещины происходит к моменту 3 100 сут (см. рис. 18). Последнее заметно с момента 3 150 сут на рис. 19, когда происходит постепенный рост дебита жидкости и падение дебита нефти. На фактической динамике это выражается в практически мгновенном росте дебита жидкости. Далее как вид-

но из расчетной динамики дебит жидкости дестабилизируется, что, видимо, связано с периодическим изменением проводимости трещины во времени.

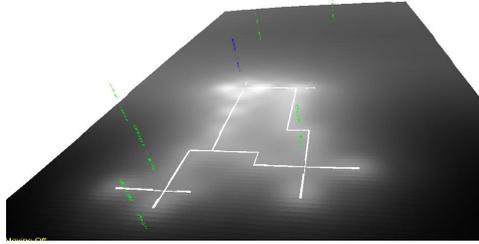


Рис. 18. Распределение давления в модели ГПП пласта БВ₆ по истечении 3 100 сут с момента пуска первой скважины: MinP = 11,3, MaxP = 26,7 МПа

На фактической динамике дебита нефти по скв. 558 (см. рис. 19, 20) рост дебита по нефти, не сопровождающийся ростом дебита жидкости, связан с проведением в данной скважине закачки тампонирующего раствора, который снизил проводимость трещины.

Из расчетной динамики ФЕС (см. рис. 19) видно, что с момента 2 850 сут трещина достигает длины 300 м (см. рис. 15), то есть трещина в ячейке, удаленной от забоя скв. 3 464 на 300 м, постепенно раскрывается. Последнее также видно по начальному участку кривой толщины трещины (см. рис. 19).

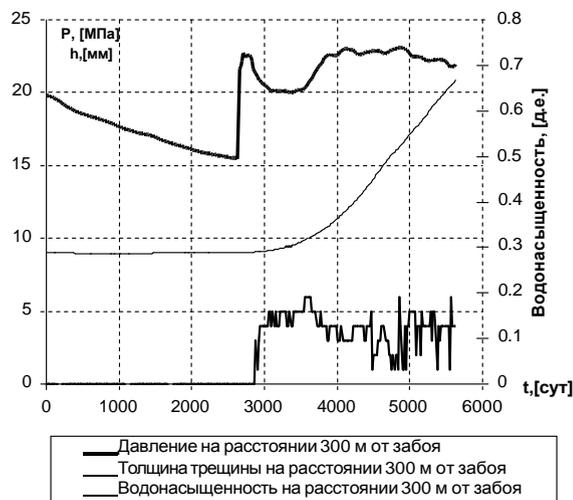


Рис.19. Расчетная динамика ФЕС

С целью получения максимального соответствия между фактической и расчетной (по предложенной модели ГПП) динамиками давления или расхода жидкости по скважинам в ходе вычислительных экспериментов была проведена адаптация моделей описанных пластов. В частности, величины градиентов разрыва — gp_2 , коэффициентов раскрытия трещины A_1 , A_0 , D , а также проницаемость трещины k_{mp} подбирались исходя из минимизации отклонений фактической динамики забойного давления или расхода жидкости от расчетной.

Так как использование любых численных моделей ГПП (гидродинамических моделей) осложнено процессом их адаптации, а тем более если дополнительными искомыми показателями являются факторы трещинообразования, рассмотрим более простой, с практической точки зрения, путь идентификации трещин или просто каналов высокой гидро- и пьезопроводности.

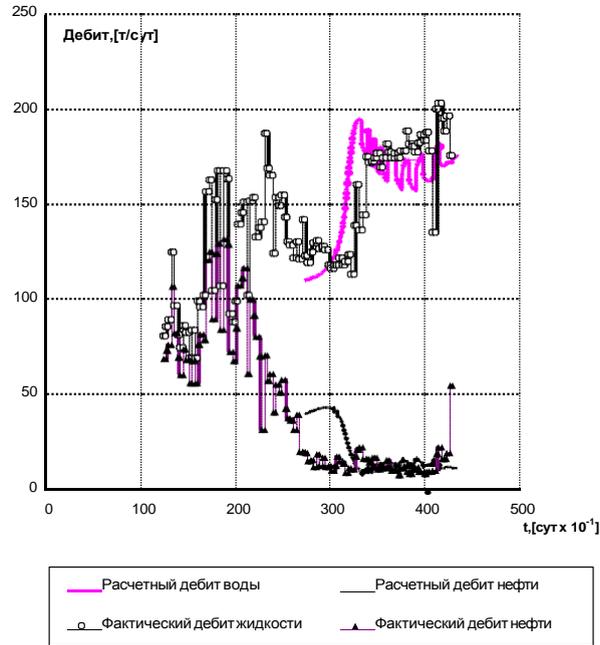


Рис. 20. Динамика расчетных и фактических дебитов добывающей скв. 558

Полученные результаты и анализ вычислительных экспериментов на предложенной модели гидросистемы продуктивных пластов доказывает, в соответствии с высказанным предположением, длительное формирование трещин в зонах воздействия нагнетательных скважин с возможностью при определенных условиях их прорыва к добывающим. Выявленным признаком прорыва трещины является нестабильность дебита жидкости и нефти с одновременным ростом обводненности. Последнее отличает прорыв трещины от прорыва конуса воды, который сопровождается резким, а затем плавным ростом обводненности.

В результате проведенной научно-исследовательской работы были сделаны следующие *выводы*.

1. При проектировании разработки и прогнозировании показателей процессов эксплуатации большинства месторождений Западной Сибири и особенно месторождений с высокой степенью неоднородности, на которых требуется очаговая система заводнения, в процессе адаптации распространенных гидродинамических численных моделей пластов необходимо учитывать факторы динамического изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, а также формирования структурной трещиноватости вследствие нагнетания воды.

- Известные процедуры адаптации, называемые «History Matching», не будут давать положительного результата для моделей месторождений, где имеют место спонтанные гидравлические разрывы пласта.

- Основным недостатком всех существующих на данный момент гидродинамических численных моделей является использование процедуры «Upscaling», которая усугубляет заложенные в такие модели допущения: замена бесконечно малых размеров элементов конечными.

2. Разработанная и протестированная численная модель гидросистемы продуктивных пластов в условиях упруговодонапорного режима с учетом факторов динамического развития трещин позволяет учесть негативные и позитивные следствия эксплуатации систем заводнения и снять ограничения на количество элементов модели — ячеек, что, безусловно, повысит точность прогнозирования.

- При испытании разработанной модели гидросистемы продуктивных пластов посредством сопоставления расчетных данных модели с данными трассерных исследований установлено, что наиболее характерным критерием формирования трещин является градиент давления, а не абсолютное давление.

- Установлено, что признаком прорыва трещины к забою добывающей скважины является дестабилизация обводненности и дебита жидкости.

3. Выявлены основные условия для формирования и развития трещин в направлении зон отбора жидкости:

- соотношение количества нагнетательных скважин к количеству добывающих меньше 1 или некоторого критического числа от 0 до 1, зависящего от начальных фильтрационно-емкостных свойств пласта;

- достаточно низкая проницаемость пласта, способствующая формированию «неправильных» воронок репрессии вследствие образования трещин и приводящая к передаче давления от забоя до контура нагнетания без существенных потерь;

- радиус влияния нагнетательной скважины, зависящий от проницаемости и толщины пласта;

- пуск нагнетательных скважин с большим запаздыванием, достаточным для формирования в зоне отбора или нагнетания зон с пониженным пластовым давлением, которое предопределяет развитие трещин именно в данные зоны.

Список литературы

1. Стрекалов А. В., Грачев С. И. Программный комплекс гидродинамического моделирования природных и технических систем «Немезида Гидрасим 2014» (Nemesis Hydrasym 2014). Свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ № 2014614505. Заявка № 2014612343. Дата гос. регистрации 28 апреля 2014.

Сведения об авторах

Стрекалов Александр Владимирович, д. т. н., профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)416889, e-mail: darlex77@mail.ru

Саранча Алексей Васильевич, к. т. н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)416889, e-mail: sarantcha@mail.ru

Information about the authors

Strekalov A. V., Doctor of Engineering, professor of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, phone: 8(3452)416889, e-mail: darlex77@mail.ru

Sarancha A. V., Candidate of Science in Engineering, associate professor of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, phone: 8(3452)416889, e-mail: sarantcha@mail.ru