

Совместное геомеханическое и гидродинамическое моделирование участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера с учетом вариаций фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов от изменения эффективных напряжений

С.Н. Попов

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: popov@ipng.ru

Аннотация. В статье рассматриваются результаты совместного геомеханического и гидродинамического моделирования на примере участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера. Предложена модель вариаций фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений под воздействием изменяющихся эффективных напряжений. Проведена адаптация гидродинамической модели и произведено сопоставление основных показатели разработки участка месторождения с учетом и без учета геомеханической модели.

Ключевые слова: геомеханическая модель, гидродинамическая модель, пластовое давление, эффективное напряжение, деформации, пористость, проницаемость.

Для цитирования: Попов С.Н. Совместное геомеханическое и гидродинамическое моделирование участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера с учетом вариаций фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов от изменения эффективных напряжений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art4>

При разработке месторождений углеводородов, в связи с изменением пластового давления, в залежах нефти и газа могут происходить деформационные процессы, которые приводят к изменению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов как в околоскважинной зоне пласта, так и в продуктивной толще в целом [1, 2]. Для прогноза изменения пористости и проницаемости пластов под воздействием изменяющегося напряженного состояния коллекторов может быть использован метод совместного геомеханического и гидродинамического моделирования месторождений [3, 4]. В таком случае при проведении численных расчетов задаются зависимости вариаций фильтрационно-емкостных свойств от эффективных напряжений или давления флюида [5]. Ниже рассмотрен вариант такого сопряженного моделирования на примере участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера, который был реализован в программных комплексах компании Schlumberger совместно со специалистами проектного института ТюменНИИГипрогаз.

При расчетах использовалась ранее созданная геомеханическая модель участка месторождения, описанная в работе автора «Разработка 3D геомеханической модели участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера» в данном выпуске журнала. Сетки геомеханической и гидродинамической модели совпадали и имели сеточные размеры 58×65×47 ячеек (размер ячеек в плане – 200×200 м). При сопряженном расчете начальное поле пористости и проницаемости рассчитывалось с учетом распределения эффективных напряжений из геомеханических моделей. Затем, на каждом временном шаге, эффективные напряжения корректировались согласно распределению давления при гидродинамическом моделировании. После этого ФЕС снова корректировалось на основе обновленного поля напряжений.

Основу прогнозирования изменения ФЕС составили полученные экспериментально зависимости относительного изменения эффективной пористости и проницаемости от эффективных напряжений, определяемые аналитическими соотношениями и представленные также в работе [5]:

$$K_{п. \text{эфф. атм.}}, K_{пр. \text{эфф. атм.}} = 1 - \frac{a\sigma_{эфф}}{b + \sigma_{эфф}}, \quad (1)$$

где $\sigma_{эфф}$ – эффективное напряжение, МПа, a – варьируемый коэффициент, дол.ед.; b – варьируемый коэффициент, МПа.

Коэффициенты a и b определяются на основе следующих зависимостей:

– для эффективной пористости:

$$a = 0,137 + 2,3K_{п. \text{эфф. атм.}}^{-1,08}, \quad (2)$$

$$b = 38,6 - \frac{33,36K_{п. \text{эфф. атм.}}}{K_{п. \text{эфф. атм.}} + 3,9}, \quad (3)$$

– для эффективной проницаемости:

$$a = 1,053 - 0,298K_{пр. \text{эфф. атм.}}^{0,267}, \quad (4)$$

$$b = 0,946 + 7,64K_{пр. \text{эфф. атм.}}^{0,132}, \quad (5)$$

где $K_{п. \text{эфф. атм.}}$ и $K_{пр. \text{эфф. атм.}}$ – эффективная пористость (%) и эффективная проницаемость (мД) в условиях, близких к атмосферным.

Прогнозирование изменения ФЕС в процессе снижения пластового давления в модели осуществлялось путем задания таблиц уплотнения породы, содержащих зависимости

относительного изменения пористости и проницаемости от эффективных напряжений. Для этого был осуществлен переход от эффективной пористости к открытой посредством зависимости $K_{n\text{эфф}}(K_n)$. Поскольку степень изменения емкостных свойств образцов в зависимости от эффективного напряжения определяется исходной пористостью образца при стандартных условиях, при задании зависимостей использовалось разбиение по интервалам открытой пористости <10%, 10–14%, 14–16%, 16–18%, 18–20%; >20%. Результаты обобщения экспериментальных данных представлены в табл. 1, 2, а также на рис. 1 и 2.

Таблица 1

Изменение множителя на поровый объем в зависимости от интервалов изменения пористости и барических условий

Эффективное давление, МПа	Интервалы пористости, %					
	<10	10–14	14–16	16–18	18–20	>20
	Множитель на поровый объем, дол.ед.					
62	0,7307	0,7820	0,8383	0,8578	0,8720	0,8845
50	0,7457	0,7929	0,8462	0,8644	0,8775	0,8890
42	0,7586	0,8025	0,8533	0,8703	0,8824	0,8931
37	0,7684	0,8099	0,8588	0,8749	0,8863	0,8963
30	0,7851	0,8227	0,8685	0,8831	0,8932	0,9020
28	0,7907	0,8270	0,8718	0,8859	0,8956	0,9040
23	0,8067	0,8396	0,8816	0,8943	0,9027	0,9100
17	0,8310	0,8591	0,8972	0,9077	0,9142	0,9197
12	0,8572	0,8810	0,9152	0,9235	0,9279	0,9314
7	0,8917	0,9109	0,9407	0,9464	0,9482	0,9489
2	0,9389	0,9541	0,9800	0,9826	0,9810	0,9777

Таблица 2

Изменение множителя на проницаемость в зависимости от интервалов изменения пористости и барических условий

Эффективное давление, МПа	Интервалы пористости, %					
	<10	10–14	14–16	16–18	18–20	>20
	Множитель на проницаемость, дол.ед.					
62	0,1292	0,1631	0,2421	0,3096	0,4175	0,6746
50	0,1459	0,1807	0,2609	0,3285	0,4356	0,6871
42	0,1617	0,1973	0,2784	0,3461	0,4524	0,6984
37	0,1746	0,2108	0,2925	0,3603	0,4658	0,7073
30	0,1989	0,2360	0,3188	0,3864	0,4902	0,7234
28	0,2076	0,2451	0,3282	0,3957	0,4989	0,7291
23	0,2416	0,2802	0,3641	0,4309	0,5314	0,7499
17	0,2838	0,3233	0,4075	0,4731	0,5698	0,7737
12	0,3500	0,3904	0,4735	0,5362	0,6259	0,8074
7	0,4692	0,5085	0,5855	0,6407	0,7159	0,8585
2	0,7473	0,7728	0,8180	0,8472	0,8838	0,9454

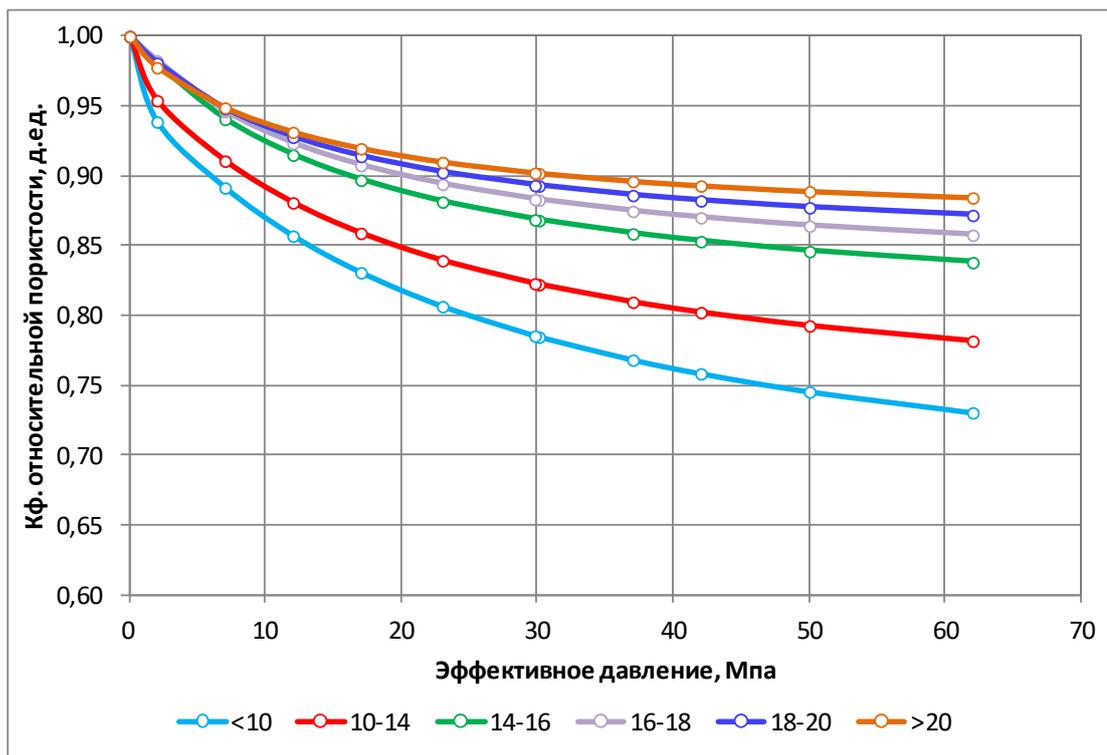


Рис.1. Изменение множителя на поровый объем от барических условий по интервалам пористости

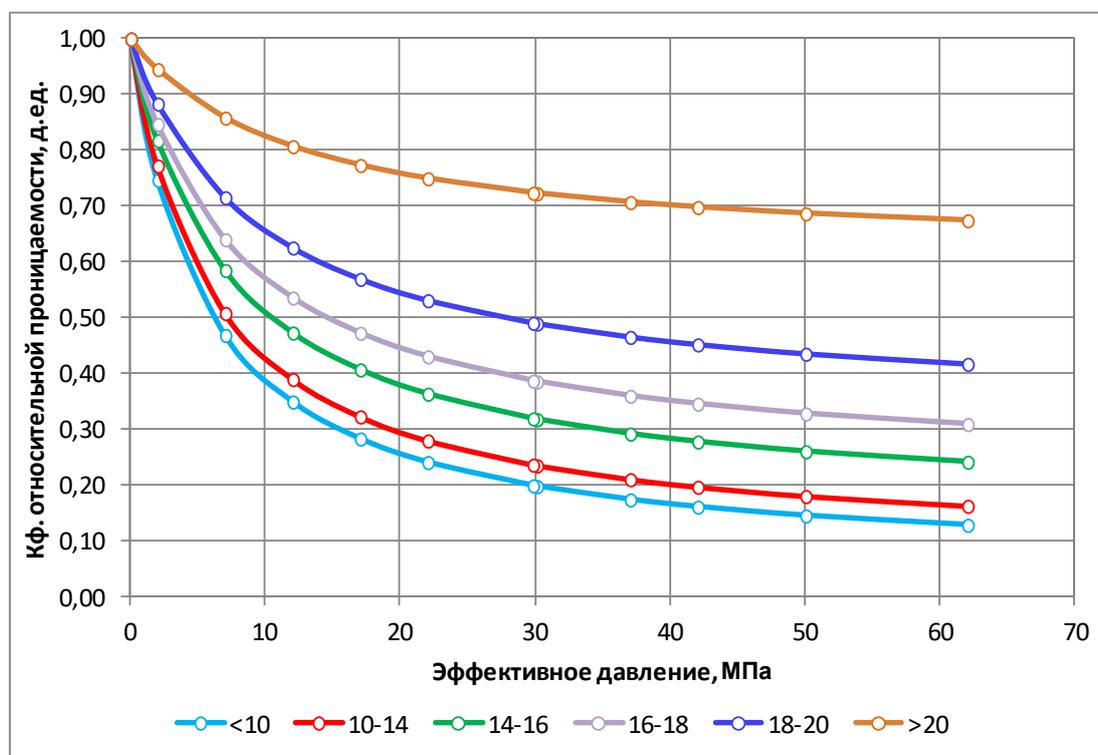


Рис.2. Изменение множителя на проницаемость от барических условий по интервалам пористости

Для сравнения на рис. 3 приведены гистограммы распределения пористости и проницаемости в гидродинамической модели участка при начальных пластовых условиях без учета деформационных процессов и в обновленной модели. Как видно из рис. 3, после учета деформаций количество конечно-разностных блоков обновленной модели с пористостью 12–16% на 5–7% меньше, чем в предыдущей модели. При высоких пористостях (18–22%) наоборот – количество блоков в предыдущей модели на 5–7% меньше, чем в обновленной (рис. 3,а) модели. Разница также наблюдается и для параметра проницаемости (рис. 3,б). Такое отличие связано с тем, что в предыдущей модели не учитывалось изменение пористости и проницаемости при увеличении эффективных напряжений и при их пересчете по данным зависимостям в пластовых условиях.

Как уже было отмечено ранее, в процессе расчетов на каждом временном шаге происходил перерасчет распределения эффективных напряжений на основе данных изменения пластового давления.

На рис. 4 для примера показано распределение вертикальной компоненты напряжений в гидродинамической модели на начало и конец истории разработки исследуемого участка. Как видно из рисунка, на начало истории разработки эффективные напряжения находятся в интервале от 21 до 25 МПа. В конце истории разработки максимальная величина данного параметра достигает 45 МПа, что вызвано снижением пластового давления на 20 МПа и более.

На основе распределения величины эффективных напряжений, соответственно, происходит и перерасчет коэффициентов, перемножаемых на трехмерное распределение параметров пористости и проницаемости в гидродинамической модели. Как один из основных результатов моделирования была получена динамика изменения ФЕС на каждом расчетном шаге. На рис. 5 для примера приведено изменение средней по разрезу проницаемости на моделируемом участке на различные интервалы времени гидродинамического моделирования.

Как видно из рис. 5, происходит постепенное уменьшение данного параметра в процессе снижения пластового давления, вызванного уплотнением поровой матрицы коллектора. Наибольшее уменьшение проницаемости наблюдается в зоне работы первых эксплуатационных скважин и на конец прогнозного расчета (15 лет после начала разработки) – оно приблизительно составляет 20–30% от первоначальной величины.

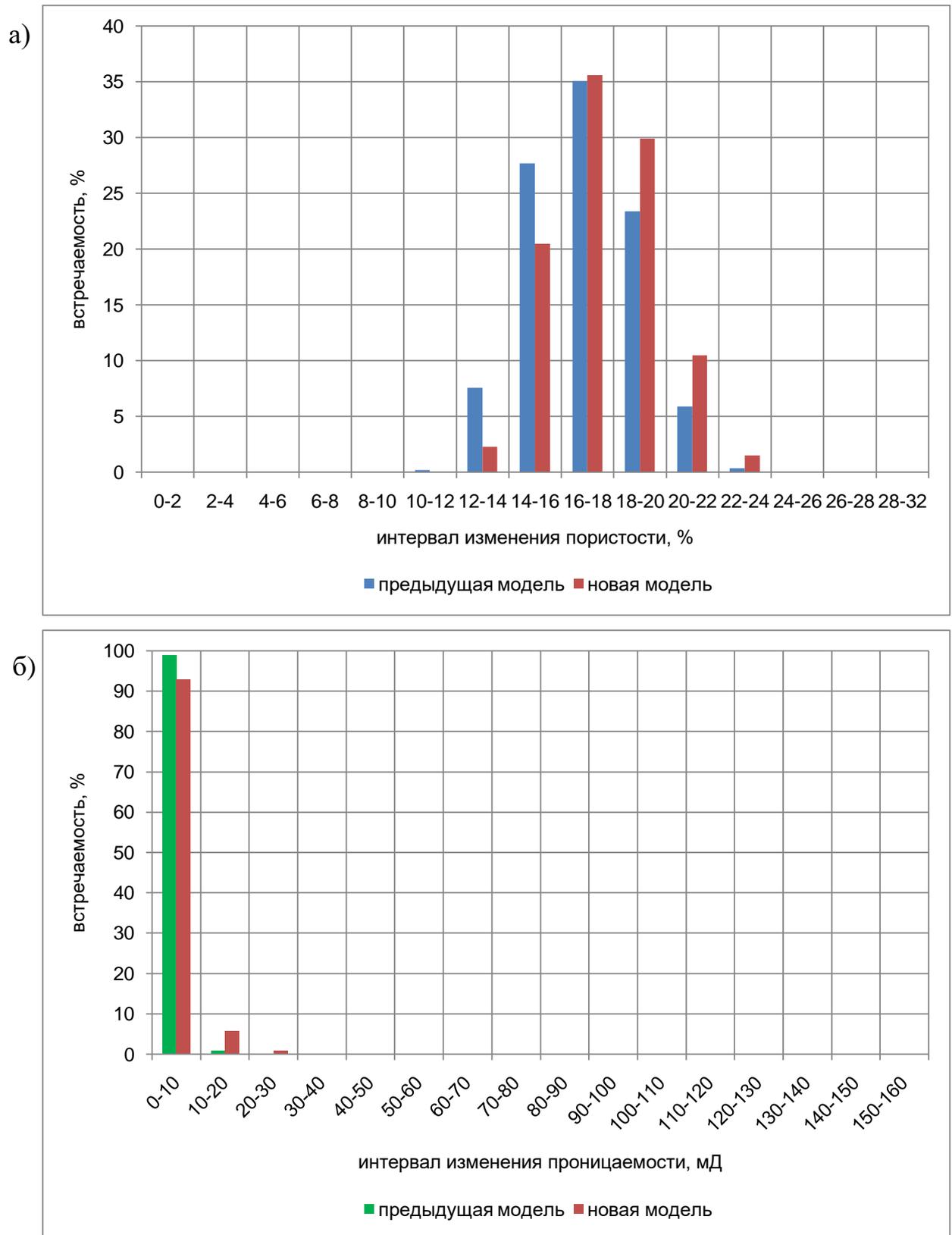


Рис. 3. Сравнение гистограмм распределения пористости (а) и проницаемости (б) в пластовых условиях, полученные в предыдущей и обновленной модели

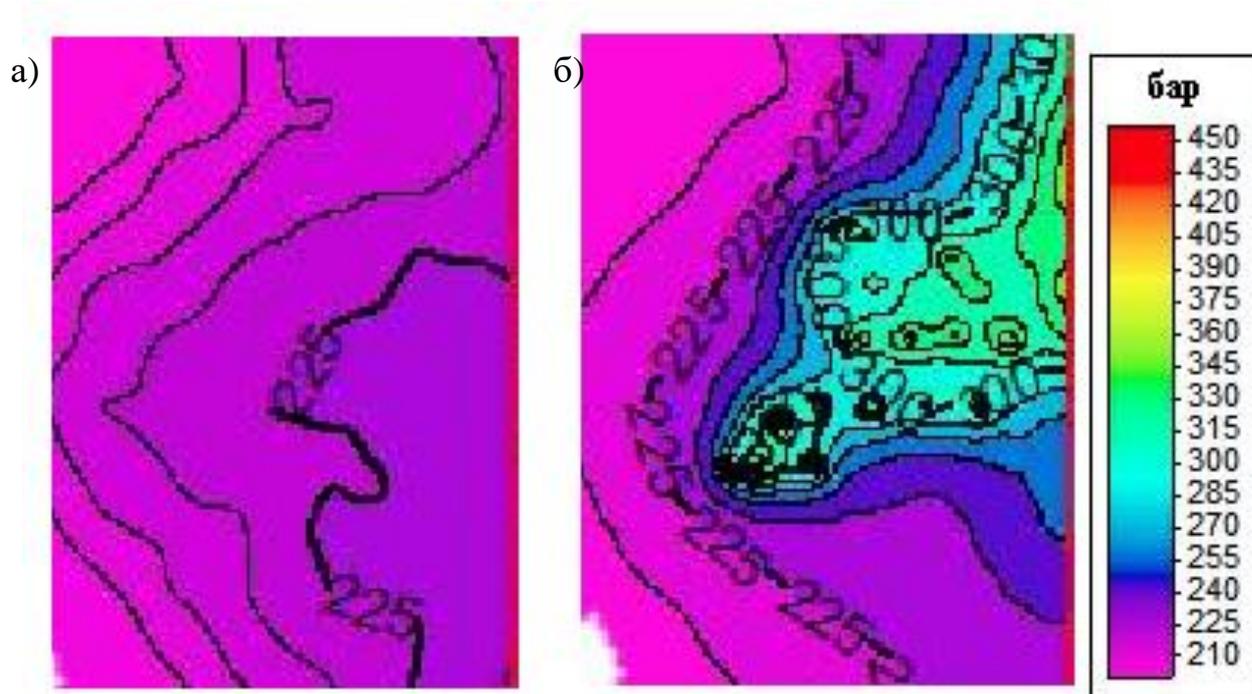


Рис. 4. Карта распределения вертикальных эффективных напряжений в пределах моделируемого участка на начало (а) и на конец (б) истории разработки

На рис. 6 представлено сравнение основных показателей разработки моделируемого участка в относительных единицах – дебитов пластового газа и его накопленной добычи на период истории разработки предыдущей (без учета деформаций) и обновленной модели. Расчеты показывают, что расхождение составляет: для дебитов пластового газа – не более 5,7%; для накопленной добычи газа – не более 5,5%. Данный факт говорит о физической достоверности новой модели.

В связи с тем, что при расчете в виде граничных условий на скважинах задается требуемая продуктивность как на исторический, так и на прогнозный период разработки исследуемого участка, то сравнительный анализ двух моделей можно провести только с использованием барических показателей, т.е. на основе сравнения забойных или пластовых давлений. В то же время, динамика забойного давления адаптируется на основе скин-факторов скважин, которые не менялись при расчете обоих вариантов, и забойное давление будет отличаться за счет разницы в изменении проницаемости, вызванном деформационными процессами. В связи с этим единственным параметром для сравнения остается пластовое давление.

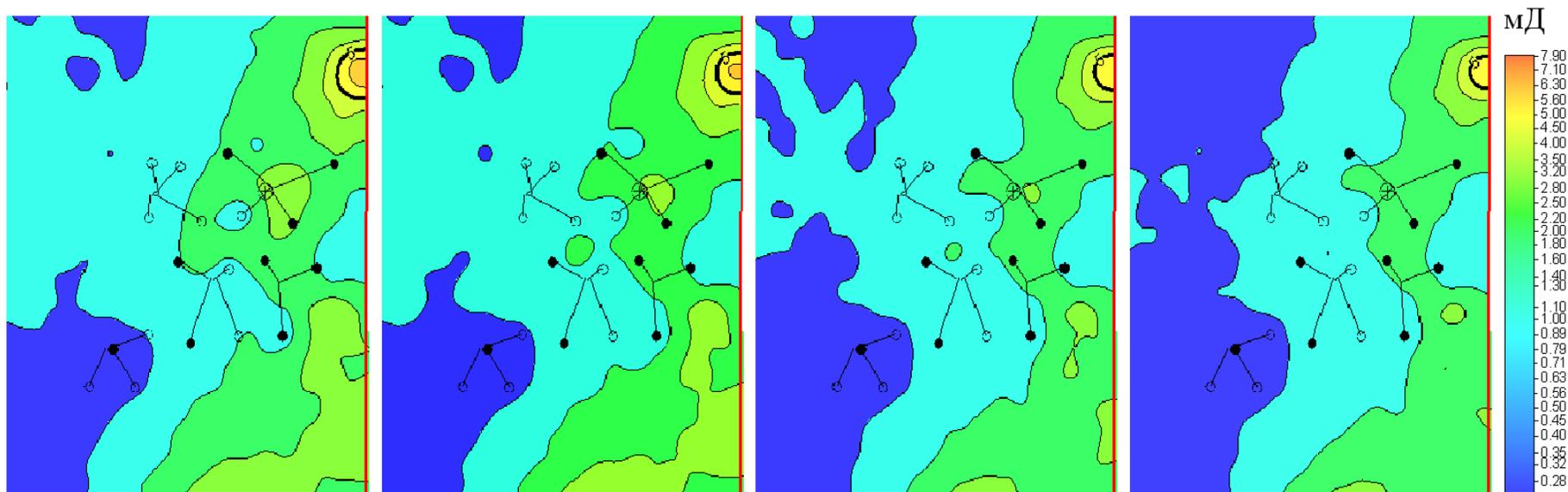


Рис.5. Карта распределения проницаемости в гидродинамической модели участка, построенная на различные периоды эксплуатации:
а) на начало разработки; б) через 4 года разработки; в) через 10 лет разработки; г) через 15 лет разработки

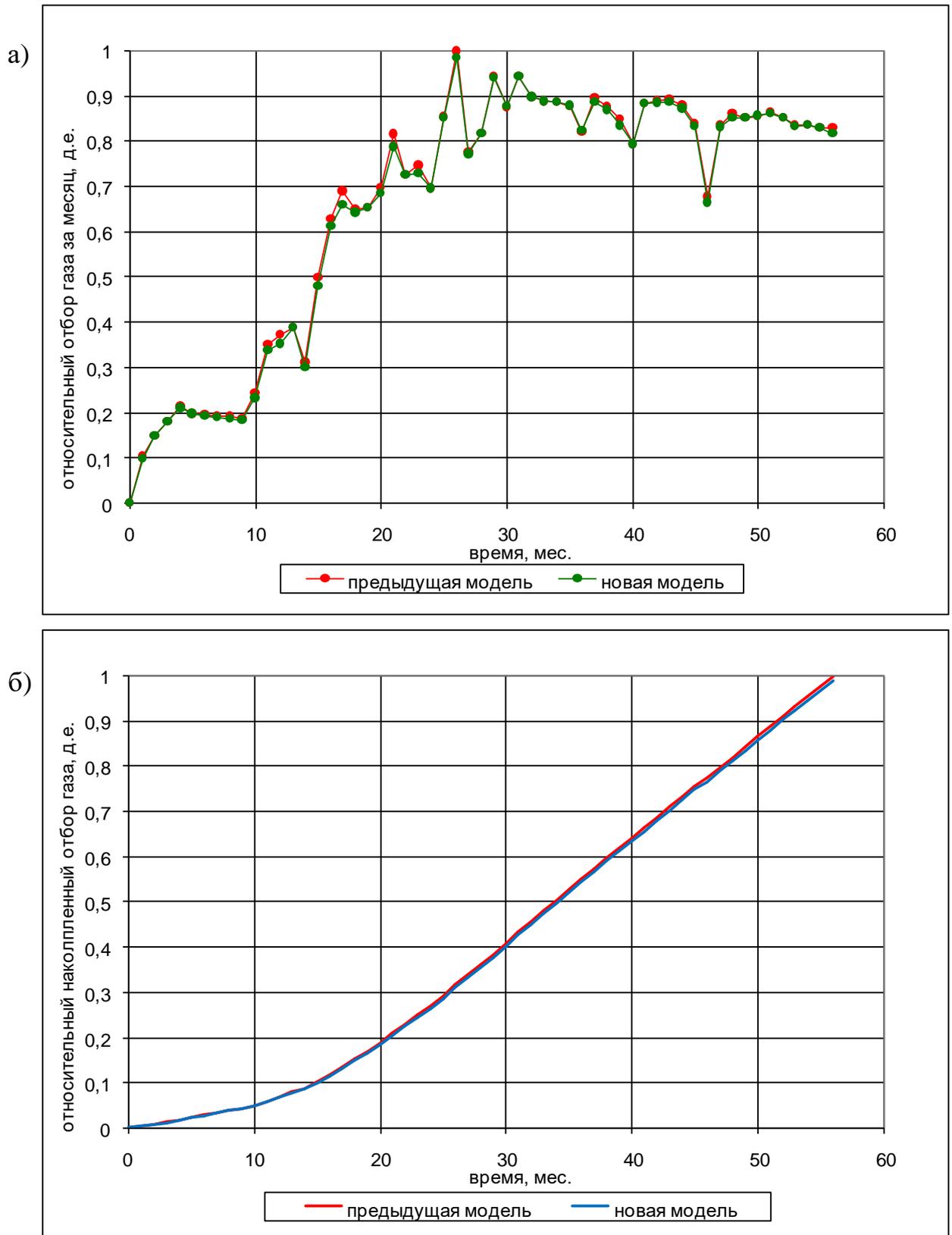


Рис. 6. Сравнение относительных дебитов пластового газа (а) и накопленной добычи газа (б) по исследуемому участку на период истории разработки при использовании предыдущей (без учета деформаций) и обновленной моделей

На рис. 7 приведено сравнение динамики пластовых давлений для некоторых скважин моделируемого участка, полученных в результате гидродинамического моделирования при использовании деформационной модели. Как видно из рисунков, наблюдается некоторое различие данных параметров как в большую, так и в меньшую сторону. Для некоторых скважин различия практически отсутствуют.

В заключение данной работы можно сделать следующие основные выводы:

1. В расчетах наблюдается существенное увеличение эффективных напряжений, в особенности на конец прогнозного расчета (15 лет после начала разработки). Так, на начало истории разработки эффективные напряжения находятся в интервале от 21 до 25 МПа. В конце истории разработки максимальная величина данного параметра достигает 45 МПа, что вызвано снижением пластового давления на 20 МПа и более.

2. Расчеты показывают, что с течением времени происходит постепенное уменьшение проницаемости в процессе снижения пластового давления (увеличения эффективных напряжений), вызванного уплотнением поровой матрицы коллектора. Наибольшее уменьшение проницаемости наблюдается в зоне работы первых эксплуатационных скважин и на конец прогнозного расчета (спустя 15 лет разработки) оно приблизительно составляет 20–30% от первоначальной величины.

3. Было проведено сравнение динамик пластовых давлений для скважин исследуемого участка, полученных в результате гидродинамического моделирования при использовании моделей без учета и модели с учетом деформаций. На основе данных изменения пластового давления в прогножном интервале времени были проведены расчеты средневзвешенного по времени отклонения пластового давления по двух вариантам и выработаны рекомендации по изменению режимов работы скважин, то есть увеличения или уменьшения депрессии.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Исследование термодинамических свойств углеводородных смесей, моделирование гидротермодинамических, физико-химических и геомеханических процессов в геосредах с целью повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа», № АААА-А19-119030690057-5).

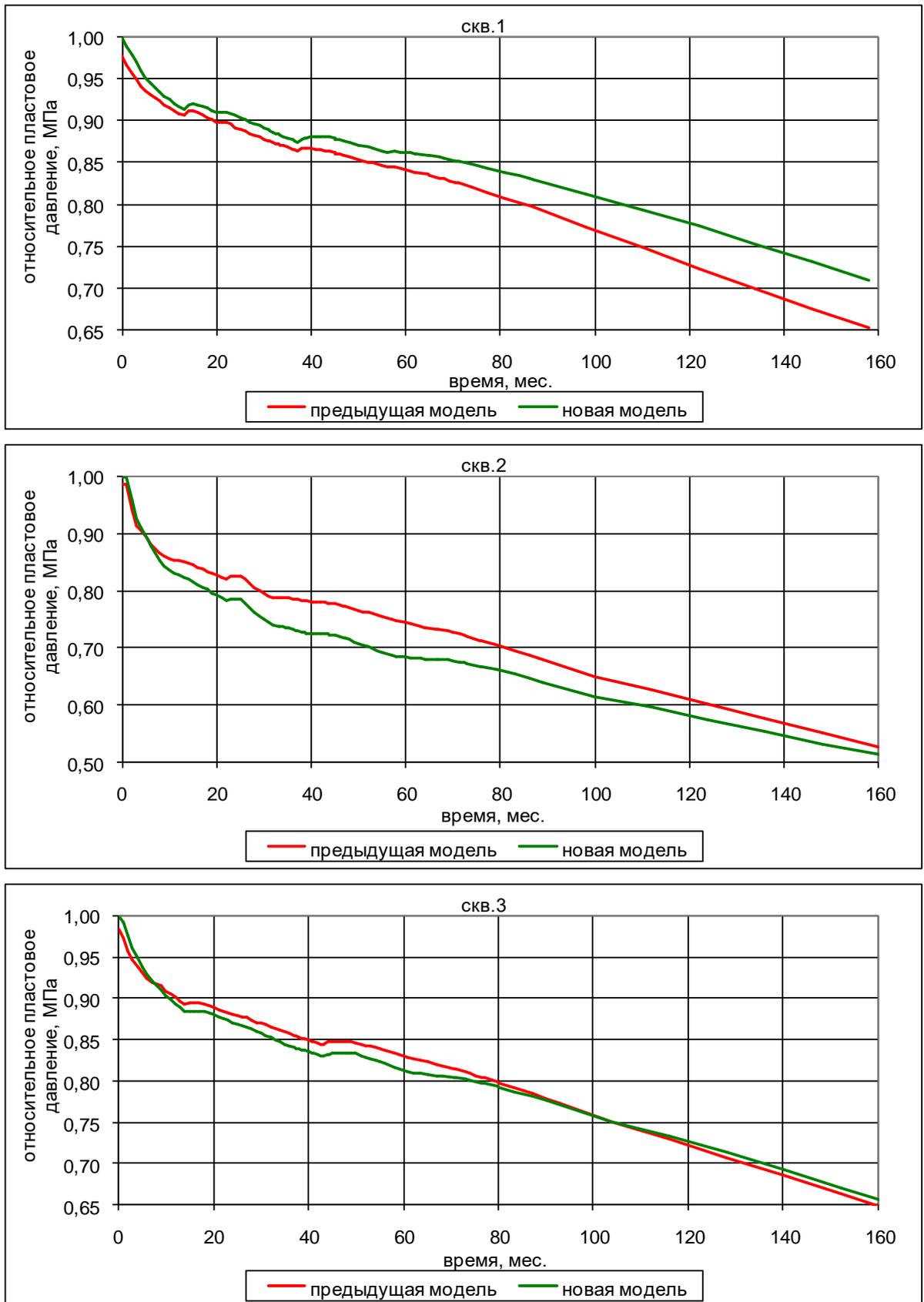


Рис. 7. Сопоставление пластовых давлений при использовании предыдущей (без учета деформаций) и обновленной моделей

Литература

1. *Кольчицкая Т.Н., Михайлов Н.Н.* Влияние циклических режимов эксплуатации скважин на изменение состояния нефтегазовых пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 81–84.
2. *Попов С.Н.* Влияние деформаций трещин на динамику дебита скважин // Системный подход в геологии (теоретические и прикладные аспекты): Материалы IV Всерос. конф. Георесурсы, Геоэнергетика, Геополитика: электрон. науч. журн. 2011. Вып. 1(3). 5 с. <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 12.06.2019).
3. *Vazyrov I., Glazyrina A., Lukin S., Alchibaev D., Salishchev M., Ovcharenko Yu.* Time-depended hydro-geomechanical reservoir simulation of field production // Procedia Structural Integrity. 2017. Vol. 6. P. 228–235.
4. *Dubinya N., Lukin S., Chebyshev I.* Two-way coupled geomechanical analysis of naturally fractured oil reservoir's behavior using finite element method // SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2015. SPE 176631. 16 p. <https://doi.org/10.2118/176631-MS>
5. *Попов С.Н., Мазанов С.В., Жариков М.Г.* Разработка геомеханической модели для прогноза изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов трещинно-порового типа в процессе снижения пластового давления (на примере ачимовских отложений месторождений нефти и газа Крайнего Севера) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 6. С.47–55.

Coupled geomechanical and hydrodynamic modeling of the site of the Achimov deposits of one of the fields of the Far North, taking into account variations of the porosity and permeability changes by influence of the effective stresses

S.N. Popov

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: popov@ipng.ru

Abstract. The article discusses the results of coupled geomechanical and hydrodynamic modeling on the case of a site of Achimov deposits of one of the fields of the Far North. A model of variations in the porosity and permeability of productive deposits under the influence of varying effective stresses is proposed. The hydrodynamic model was adapted and the main indicators of the development of the deposit area were compared with and without taking into account the geomechanical model.

Keywords: geomechanical model, hydrodynamic model, fluid pressure, effective stress, strains, porosity, permeability.

Citation: *Popov S.N.* Coupled geomechanical and hydrodynamic modeling of the site of the Achimov deposits of one of the fields of the Far North, taking into account variations of the porosity and permeability changes by influence of the effective stresses // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art4> (In Russ.).

References

1. *Kolchickaya T.N., Mikhailov N.N.* Influence of cyclic modes of well operation on changes in the state of oil and gas reservoirs // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2002. № 5. P. 81–84. (In Russ.).
2. *Popov S.N.* The effect of fracture deformation on well flow rate // Systems approach in geology (theoretical and applied aspects): Proceedings of the IV All-Russian Conference. Georesources, Geoenergy, Geopolitics: electronic scientific journal. 2011. Iss. 1(3). 5 p. <http://www.oilgasjournal.ru> (Accessed on 12.06.2019). (In Russ.).
3. *Bazyrov I., Glazyrina A., Lukin S., Alchibaev D., Salishchev M., Ovcharenko Yu.* Time-depended hydro-geomechanical reservoir simulation of field production // Procedia Structural Integrity. 2017. Vol. 6. P. 228–235.
4. *Dubinya N., Lukin S., Chebyshev I.* Two-way coupled geomechanical analysis of naturally fractured oil reservoir's behavior using finite element method // SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2015. SPE 176631. 16 p. <https://doi.org/10.2118/176631-MS>

5. *Popov S.N., Mazanov S.V., Zharikov M.G.* Development of geomechanical model for prediction of changes of fracture-pore type reservoir properties during reservoir pressure decrease (with the example of Achimov deposits of oil and gas fields of the Far North) // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2015. № 6. P. 47–55. (In Russ.).