

Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения

Петрук А.С.¹, Родионова И.И.¹, Мухаметов А.Р.¹, Галеев Э.Р.¹, Искевич И.Г.¹, Фазылов Д.С.¹, Мумбер П.С.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия,

²ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

rodionovaii@bnipti.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлен подход к моделированию низкопроницаемых, низкосвязанных зон глубоководной фации конусов выноса на примере одного из лицензионных участков Приобского месторождения, характеризующегося высокими темпами падения продуктивности скважин после запуска из бурения. На рассматриваемом участке бурение большого количества горизонтальных скважин (ГС) позволило провести измерение среднего размера песчаных тел. В ходе проведенного исследования установлено, что средний размер тел составляет 220 м. На этапе гидродинамического моделирования получена лучшая сходимость продуктивности скважин в динамике, чем при стандартном подходе к построению модели.

Материалы и методы

По данным гамма-каротажа большого количества близкорасположенных горизонтальных скважин проведена работа по измерению среднего размера длин песчаных тел. Основываясь на полученных значениях, исследовано поле вероятностей при вариограммном анализе на более короткой дистанции. Учитывая новые корреляционные радиусы и характер распределения ФЕС в дистальной части турбидитного комплекса, построена модель, приближенная к реальной геологии. Выполнены расчеты

гидродинамической модели, получена лучшая сходимость продуктивности скважин в динамике.

Ключевые слова

горизонтальные скважины, вариограммный анализ, адаптация, продуктивность скважин, низкопроницаемый коллектор, трудноизвлекаемые запасы, геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование

Продолжение (окончание). Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 45–50.

Для цитирования

Петрук А.С., Родионова И.И., Мухаметов А.Р., Галеев Э.Р., Искевич И.Г., Фазылов Д.С., Мумбер П.С. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. **–**.

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-**-**

Поступила в редакцию: 04.04.2022

GEOLOGY

UDC 551 | Original Paper

Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field

Petruk A.C.¹, Rodionova I.I.¹, Mukhametov A.R.¹, Galeev E.R.¹, Iskevich I.G.¹, Fazylov D.S.¹, Mummer P.S.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²“RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

rodionovaii@bnipti.rosneft.ru

Abstract

The article presents an approach to modeling low-permeability, low-dissected zones of deep-water fan facies on the example of one of the licensed areas of the Priobskoe field, based on a significant reduction in correlation radii. Drilling of many horizontal wells (HWs) in the area under consideration made it possible to measure the average size of sand bodies. For a more reliable result, horizontal wells (HWs) were taken at an enormous distance from each other and from different parts of the field. The trajectory of the horizontal part of the wells penetrates parallel to the structural surfaces. In the study's course, it is deemed that the average size of the bodies is 220 m. At the stage of hydrodynamic modeling, a better convergence of well productivity dynamics was obtained than with the standard approach to building a model.

Materials and methods

Based on the results gamma ray from many densely spaced horizontal wells, work has been done to measure the average size of sand body lengths. Based on the goat values, the probability field was by investigated in variogram analysis at a shorter distance. Taking into account the new correlation radii and the nature of the distribution of reservoir properties in the distal part of the turbidite complex, a model is constructed that is close to real geology. Calculations of the

hydrodynamic model were performed, the best convergence of well productivity dynamics was obtained.

Keywords

horizontal wells, variogram analysis, convergence, well productivity, low-permeability reservoir, hard-to-recover reserves, geological modeling, hydrodynamic modeling

For citation

Petruk A.C., Rodionova I.I., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S., Mummer P.S. Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 3, P. **–**. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-**-**

Received: 04.04.2022

Расчет секторных гидродинамических моделей

Низкопроницаемые коллекторы характеризуются высокими темпами падения продуктивности скважин после запуска из бурения, которые не удается воспроизвести в стандартной гидродинамической модели из-за хорошей связанности коллектора в межскважинном пространстве.

Для оценки описанного в части 1 [1] данной статьи подхода построения геологической модели были выполнены гидродинамические расчеты для двух вариантов построения геологических моделей. Использована модель трехфазной фильтрации флюидов в системе нефть-газ-вода. Моделирование проводилось в программном комплексе РН-КИМ (ПАО «НК «Роснефть»). В таблице 1 представлены основные характеристики секторной гидродинамической модели.

В результате сопоставления динамики дебита жидкости и забойного давления стандартной модели и модели малых тел, приведенного на рисунке 1, установлено, что использование модели малых тел обеспечивает необходимые отборы жидкости и позволяет достичь лучшей сходимости расчетного забойного давления с фактическими показателями в динамике.

Полученные выводы совпадают с выполненными в работах [2, 3] исследованиями по экспериментальному определению длин песчаных тел по данным динамики работы скважин.

Все это подтверждает, что такой подход обеспечивает качественную адаптацию моделей и позволит улучшить качество расчета прогнозных показателей.

На этапе гидродинамического моделирования относительная ошибка отклонения расчетных показателей забойного давления модели малых тел от исторических составляет 12 % через год эксплуатации скважин, в то время как при расчете стандартной модели значительно превышает историческое и составляет более 100 %.

Табл. 1. Основные характеристики секторной гидродинамической модели (СГДМ)
Tab. 1. The main characteristics of the sector hydrodynamic model (SHDM)

1	Средний размер ячейки, м	10×10×1,46
2	Размерность модели	383×714×60
3	Количество скважин, шт.	65
4	Средняя глубина залегания пласта, м	2 661
5	Начальное пластовое давление, атм	259
6	Средняя проницаемость, мД	0,52
7	Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	0,52
8	Вязкость (пласт. усл.), сПз	
	воды	0,33
	нефти	1,77
9	Плотность (пов. усл.), кг/м ³	
	воды	1 013
	нефти	879
	газа	1,06
10	Средняя пористость, доли ед.	0,16
11	Средняя песчанистость, доли ед.	0,35

Детальное изучение геологических тел и снижение корреляционных радиусов позволило добиться лучшей сходимости расчетной продуктивности скважин с фактической на этапе адаптации и дальнейшего увеличения точности прогноза.

Итоги

На рассматриваемом участке выполнена оценка среднего размера длин геологических песчаных тел по данным гамма-каротажа горизонтальных скважин. Построена геологическая модель, приближенная к реальной геологии, средний размер песчаных тел в которой составил 220 м. Выполнены гидродинамические расчеты на основе обновленной геологической модели.

В результате сопоставления динамики дебита жидкости и забойного давления стандартной

модели и модели малых тел установлено, что использование модели малых тел обеспечивает необходимые отборы жидкости и позволяет достичь лучшей сходимости расчетного забойного давления с фактическими показателями в динамике.

Выводы

На основе настройки геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) на фактические результаты разработки более 450 скважин на рассматриваемом участке выполнена оценка среднего размера длин геологических песчаных тел по данным гамма-каротажа. Основываясь на полученных значениях, исследовано поле вероятностей при вариограммном анализе на более короткой дистанции. Учитывая новые корреляционные радиусы и характер распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС)

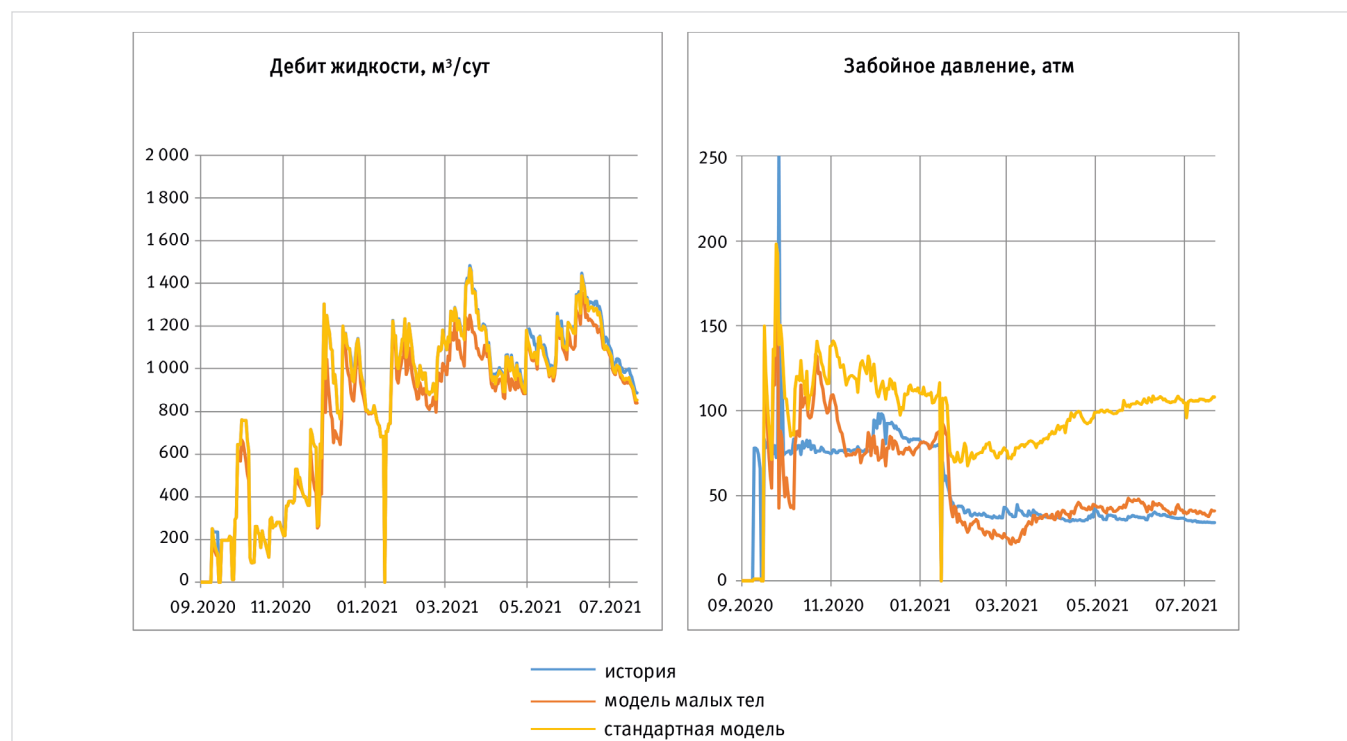


Рис. 1. Сравнение результатов расчета стандартной модели и модели малых тел
Fig. 1. Comparison of the results of calculation of the standard model and the model of small bodies

в дистальной части турбидитного комплекса, построена модель, приближенная к реальной геологии, средний размер песчаных тел составил 220 м. Снижение размеров песчаных тел позволило получить лучшую сходимость продуктивности скважин в динамике при адаптации ГГДМ рассматриваемого участка. Отклонение расчетного забойного давления от фактического снизилось со 100 до 12 %, отклонение расчетных и фактических показателей добычи по скважинам составило менее 5 %. С учетом текущего представления о геологическом строении участка уточнена геолого-гидродинамическая модель и рекомендована новая система разработки, что позволит продолжить рентабельную

разработку лицензионного участка. Так, на 2022–2024 гг. запланировано бурение 8 кустов, в т.ч. рекомендуется проведение опытно-промышленных работ по строительству горизонтальных скважин с реализацией 25 стадий гидроразрыва пласта.

Литература

1. Петрук А.А., Родионова И.И., Мухаметов А.Р., Галеев Э.Р., Искевич И.Г., Фазылов Д.С., Мумбер П.С. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 45–50.
2. Федоров А.Э., Аминев А.А.,

Дильмухаметов И.Р., Краснов В.А., Сергейчев А.В. Анализ геологической неопределенности при стохастическом моделировании геологических тел // Нефтяное хозяйство. 2019. С. 24–28.

3. Федоров А.Э., Дильмухаметов И.Р., Поваляев А.А., Антонов М.С., Сергейчев А.В. Многовариантная оптимизация систем разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений Ачимовской свиты // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 26–29 октября, 2020. Онлайн. SPE-201811-RU, 2020.

ENGLISH

Results

In the area under consideration, an estimate of the average size of the lengths of geological sand bodies was made according to gamma-ray logging data from horizontal wells. A geological model close to real geology was built, the average size of sand bodies in which was 220 m. Hydrodynamic calculations were performed based on the updated geological model.

As a result of comparing the dynamics of fluid flow rate and bottom-hole pressure of the standard model and the model of small bodies, it was found that the use of the small body model provides the necessary fluid withdrawals and allows achieving better convergence of the calculated bottom-hole pressure with the actual performance in dynamics.

Conclusions

Based on the adjustment of the GHDM to the actual results of drilling more than 450 horizontal wells in the observed area, an estimate of the average size of the lengths of geological sand bodies was made according to gamma-ray

data. Based on the obtained values, the probability field was investigated in variogram analysis at a shorter distance. Considering the new correlation radii and the nature of the distribution of reservoir properties in the distal part of the turbidite complex, a model was built that is close to real geology, the average size of sand bodies was 220 m.

Reducing the size of sand bodies made it possible to obtain a better convergence of well productivity in dynamics when adapting the reservoir simulation of the area under consideration. The deviation of the calculated bottom-hole pressure from the actual one decreased from 100 % to 12 %, the deviation of the calculated and actual production indicators for wells was less than 5 %.

Considering the current understanding of the geological structure of the area, the geological and hydrodynamic model was refined and a new development system was recommended, which will allow continuing the profitable development of the licensed area. So, drilling of 8 pads is planned for 2022–2024, it is recommended to conduct a pilot project for the construction of a horizontal well with the implementation of 25 stages of hydraulic fracturing.

References

1. Petruk A.C., Rodionova I.I., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S., Mumber P.S. Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 45–50. (In Russ).
2. Fedorov A.E., Amineva A.A., Dilmukhametov I.R., Krasnov V.A., Sergeichev A.V. Analysis of geological uncertainty in stochastic modeling of geological bodies. Oil industry, 2019, P. 24–28. (In Russ).
3. Fedorov A.E., Dilmukhametov I.R., Povalyaev A.A., Antonov M.S., Sergeichev A.V. Multivariate optimization of the development systems for low-permeability reservoirs of oil fields of the Achimov formation. SPE Russian petroleum technology conference, 26–29 October 2020, Virtual. SPE-201811-RU. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Родионова Инесса Игоревна, начальник отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия
Для контактов: rodionovaii@bnipti.rosneft.ru

Rodionova Inessa Igorevna, head of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: rodionovaii@bnipti.rosneft.ru

Петрук Анастасия Сергеевна, техник отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Petruk Anastasia Sergeevna, technician of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Мухаметов Альберт Рудольфович, главный специалист отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Mukhametov Albert Rudolfovich, chief specialist of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Галеев Эдгар Русланович, главный специалист отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Galeev Edgar Ruslanovich, chief specialist of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Искевич Игорь Георгиевич, директор по разработке месторождений, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Iskevich Igor Georgievich, director of field development, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Фазылов Денис Сафуанович, старший специалист отдела бурения и резки боковых стволов, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Fazylov Denis Safuanovich, senior specialist of drilling department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Мумбер Полина Сергеевна, начальник отдела планирования эксплуатационного бурения, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Mumber Polina Sergeevna, head of the operational drilling planning department, “RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia