

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ОСВОЕНИЯ ЕГИПЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Дедов Кирилл Викторович, аспирант, Астраханский государственный университет, Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, kirill97q@mail.ru

Бармин Александр Николаевич, доктор географических наук, профессор, Астраханский государственный университет, Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, abarmin60@mail.ru

Серебряков Олег Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Астраханский государственный университет, Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, Geologi2007@yandex.ru

Актуальность работы состоит в определении оптимальных параметров освоения и разведки Египетского нефтяного месторождения методом паротеплового воздействия, используя модули симулятора «Petrel». Основными задачами проведения моделирования с применением симулятора являются: исследование влияния сухости пара, скорости нагнетания пара, расстояния между скважинами при паротепловом воздействии. Для объяснения целесообразности применения конкретной технологии моделирования применяют программы-симуляторы, использующие методы численного моделирования, что дает нам возможность обосновать несколько вариантов освоения и остановиться на лучшем среди них, используя полученные результаты для дальнейшего его прогноза.

Ключевые слова: нефтеотдача, тепловые методы освоения, нефть, высоковязкая нефть

MODELING OF GEOLOGICAL CONDITIONS FOR THE DEVELOPMENT OF THE EGYPTIAN OIL FIELD USING STEAM HEAT EXPOSURE

Dedov Kirill V., post-graduate student, Astrakhan State University, Russian Federation, 414000, Astrakhan, pl. Shaumyan, 1, kirill97q@mail.ru

Barmin Alexander N., Doctor of Geographic Sciences, Professor, Astrakhan State University, Russian Federation, 414000, Astrakhan, pl. Shaumyan, 1, abarmin60@mail.ru

Serebryakov Oleg I., Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Astrakhan State University, Russian Federation, 414000, Astrakhan, pl. Shaumyan, 1, Geologi2007@yandex.ru

Relevance of the work is to determine the optimal parameters for the development and exploration of the Egyptian oil field by steam-heat exposure, using the Petrel simulator modules. The main objectives of the simulation using the simulator are to study the effect of steam dryness, steam injection rate, and the distance between wells under steam-heat exposure. To explain the feasibility of using a specific modeling technology, simulation programs using numerical modeling methods are used, which gives us the opportunity to justify several development options and focus on the best among them, using the results obtained for further forecasting.

Keywords: oil recovery, thermal development methods, oil, high-viscosity oil

В ходе исследования, с помощью программного продукта от компании Schlumberger «Petrel», была создана гидродинамическая модель для Египетского нефтяного месторождения, которое может быть охарактеризовано наличием нетрадиционных запасов нефти с высокой вязкостью и плотностью. Геологическая модель уже имела в наличии и была построена на основе имеющихся данных керна и данных каротажа, а также двухмерных (2-D) и трехмерных (3-D) обработанных сейсмических данных [1; 2].

Начальный объём нефти в модели приблизительно равен 60,780 миллионам баррелей. В таблице представлены свойства породы и флюида исследуемого коллектора.

Таблица

Свойства породы и пластовой жидкости моделируемого месторождения

Тип породы	Песчаник
Средняя пористость	18,50 %
Средняя проницаемость	64,54 мД
Газосодержание	3,52 м ³ /м ³
Вязкость нефти	1000 мПа·с
Плотность нефти	972 кг/м ³
Температура пласта	46 °С
Теплопроводность пласта	14225,6 Вт/(м·К)
Теплоемкость пласта	142351,20 Дж/кг·К
Глубина залегания пласта	304,8 м

В процессе моделирования были задействованы различные характеристики и их значения. Скорость нагнетания пара в первом исследовании составляла 80, 110 и 160 м³ пара в день. Сухость пара во втором исследовании менялась от 0,1 до 0,9. Суть следующего исследования заключалась в изменении схемы заканчивания скважин от заканчивания с открытым забоем, до заканчивания с перфорированным обсаженным интервалом [3]. В заключительном испытании было изменено межскважинное расстояние, которое составило 80 и 110 м. соответственно.

Результаты данных исследований и небольшие выводы к ним изображены на рисунках ниже.

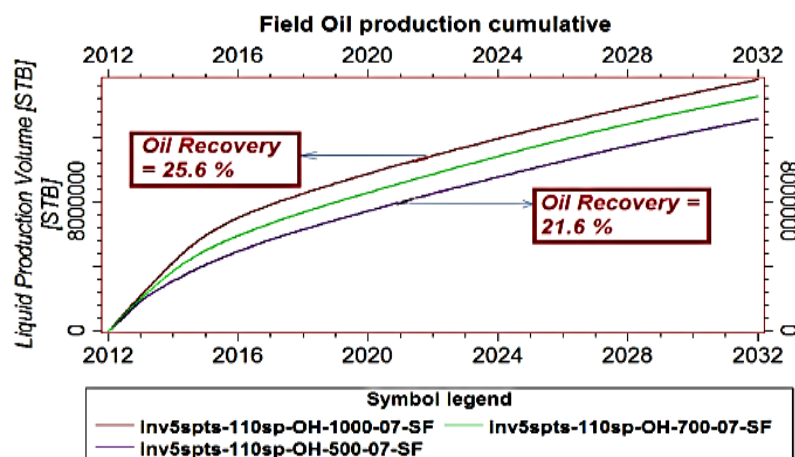


Рис. 1. Влияние различных скоростей закачки пара на коэффициент извлечения нефти

Здесь стоит отметить, что хотя коэффициент извлечения нефти и выше при скорости закачки пара, равной 1000 бар/сут, нежели при скорости, в два раза меньшей, распределение тепла в пласте не испытывает значительных изменений и роста, кроме того, обводненность продукции при закачке меньшего количества пара также позднее достигает максимальных значений. Также, как отмечалось ранее, это может быть энергетически неэффективно, поэтому предполагается, что чистый КИН будет меньше представленного на графике значения, равного 25,6 % [4; 10].

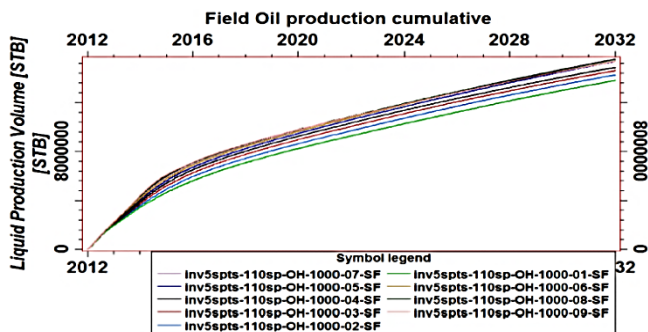


Рис. 2. Совокупная добыча нефти в зависимости от сухости пара

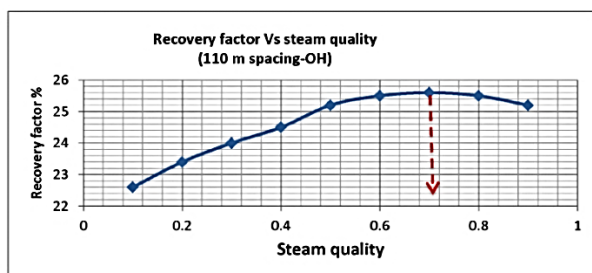


Рис. 3. График зависимости коэффициента нефтеотдачи от показателя сухости пара

Рисунок 3 используется для объяснения того, что существует критическое значение сухости пара, при котором мы можем получить максимальный коэффициент извлечения нефти. В данной модели критическая сухость пара равна 0,7 при коэффициенте нефтеизвлечения равном 25,5 %.

График испытывает небольшое падение КИН после прохождения отметки сухости в 0,7, поскольку для образования более сухого пара необходимо больше энергии, а эффективность от данной процедуры уже не настолько заметна, поэтому коэффициент извлечения при дальнейшем повышении сухости пара был бы меньше [14].

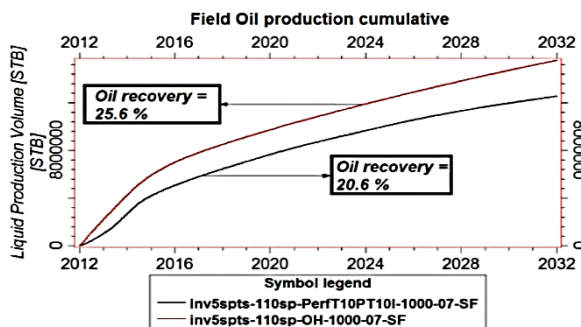


Рис. 4. Прогнозируемая кумулятивная добыча нефти по годам при разных типах заканчивания скважин

Таким образом, можно сделать вывод о том, что перфорация с открытым забоем наиболее эффективна для добывающих скважин, поскольку обеспечивает более полный приток нефти к скважине и обеспечивает больший коэффициент вытеснения, и нефтеотдачи соответственно, однако, в то же время, для нагнетательных скважин лучше применять точечную перфорацию обсаженного ствола, поскольку это играет одну из ключевых ролей в распределении тепла внутри пласта, при достижении закачиваемым паром забоя нагнетательных скважин, способствуя заданию направления

потока пара в пласте в сторону добывающих скважин и, как следствие, способствуя более быстрому распространению теплового фронта внутри рассматриваемого объекта [5; 7].

Обводненность продукции от типа перфорации практически не зависит, хотя она и будет слегка выше при точечной перфорации на обсаженном стволе [6; 12].

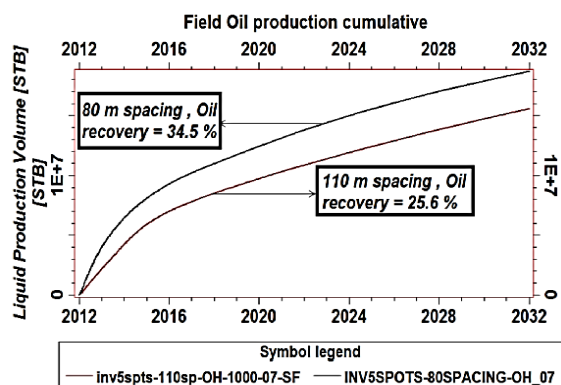


Рис. 5. Накопленная добыча нефти в зависимости от расстояния между скважинами

Таким образом, уменьшение расстояния между скважинами позволяет увеличить как охват, так и коэффициент вытеснения технологией паротеплового воздействия. Более интенсивные линии тока позволяют реализовать метод с большей эффективностью, а также способствуют росту накопленной добычи в целом, что в свою очередь приводит к росту коэффициента нефтеотдачи [11; 13].

Таким образом, в ходе моделирования были получены следующие результаты:

1. Увеличение скорости нагнетания пара увеличивает накопленную добычу нефти при разном расстоянии от скважины и разной сухости пара, но это приводит к более высокой обводненности и энергетическим затратам.

2. Закачивание с открытым стволом позволяет обеспечить более высокий коэффициент извлечения нефти благодаря поверхности контакта, а использование точечного закачивания обсаженного ствола позволяет обеспечить лучшее распределение тепла, чем заканчивание с открытым забоем.

3. Оптимальная сухость пара для рассматриваемого участка равна 0,70 [15].

4. Меньшее расстояние между скважинами обеспечивает более высокий коэффициент извлечения нефти благодаря лучшему распределению тепла в разрабатываемом коллекторе, однако, также достигается чуть более высокий коэффициент обводненности.

Список литературы

1. Baker, P. E. An Experimental Study of Heat Flow in Steam Flooding / P. E. Baker // SPE Journal. – 1969. – Vol. 9, No. 1. – pp. 8–99.
2. Пятибратов, П. В. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений: учеб. пос. для вузов / П. В. Пятибратов. – М. : Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, 2015. – 167 с.
3. Prats., M. The Effect of Heat Transfer between Nearby Layer on the Volume of the Steam Zones / M. Prats // SPE journal. – 2002. – Vol. 7, No. 2. – P. 221–230.
4. Taber, J. J. EOR Screening Criteria Revisited – Part 1 : Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects / J. J. Taber; Martin F. D. and Seright, R. S. // SPE Reservoir Eng J. – 1997. – vol. 12, No. 3. – pp. 189–198.
5. Бурже, Ж. П. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. П. Бурже, Сурио М., Комбарну М. – М. : Недра, 1988. – 424 с.
6. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – М. : Недра, 1985. – 308 с.

7. Shepherd, M. Factors influencing recovery from oil and gas fields, in M. Shepherd / Shepherd M. // Oil field production geology: AAPG Memoir 91. – 2009. – p. 37–46.
8. Henr L. Doherty Series, Society Of Petroleum Engineers Of Aime. Thermal recovery processes. SPE Reprint Series No. 7. Society of Petroleum Engineers: Richardson (TX); 1985.
9. Matthews, C. S., Shell Oil Co. – Steamflooding. 9993-PA SPE Journal Paper – 1983.
10. Назарова, Л. Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами : учеб. пос. для вузов / Л. Н. Назарова. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 156 с. : ил.
11. Шарф И. В. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки / И. В. Шарф, Д. Н. Борзенкова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2–16. – С. 3593–3597.
12. Зазовский, А. Ф. О вытеснении нефти паром / А. Ф. Зазовский, К. М. Федоров. – М. : Изд. ИПМ АН СССР, препринт. – 1986. – № 267. – 64 с.
13. Ривкин, С. Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара / С. Л. Ривкин, А. А. Александров – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.
14. Gomaа, E. E. 1980. Correlations for Predicting Oil Recovery by Steam flood / E. E. Gomaа // Journal of Petroleum Technology. – 1980. – Vol. 32, No. 2. – pp. 325–332.

References

1. Baker, P. E. *An Experimental Study of Heat Flow in Steam Flooding*. SPE Journal, 1969, vol. 9, no. 1, pp 8–99.
2. Pyatibratov, P. V. *Hydrodynamic modeling of oil field development: Textbook. manual for universities*. M., Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2015, 167 p.
3. Prats., M. *The Effect of Heat Transfer between Nearby Layers on the Volume of the Steam Zones*. SPE journal, 2002, vol. 7, no. 2, pp. 221–230.
4. Taber, J. J., Martin, F. D., Seright R. S. *EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects* SPE Reservoir Eng J. 1997, vol. 12, no. 3, pp. 189–198.
5. Bourget, J. P. Surio, M., Kombarno, M. *Thermal methods of enhanced oil recovery*. M., Nedra, 1988, 424 p.
6. Surguchev, M. L. *Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery*. M., Nedra. 1985, 308 p.
7. Shepherd, M. *Factors influencing recovery from oil and gas fields, in M. Shepherd. Oil field production geology: AAPG Memoir 91, 2009, pp. 37–46.*
8. Bourget, J. P., Surio, M., Kombarno, M. *Thermal methods of enhanced oil recovery*. M., Nedra, 1988, 424 p.
9. Henr, L. *Society of Petroleum Engineers of Aime. Thermal recovery processes*. SPE Reprint Series, 1985, no. 7.
10. Matthews, C. S. *Shell Oil Co. Steamflooding. 9993-PA SPE Journal Paper, 1983.*
11. Nazarova, L. N. *Development of oil and gas fields with hard-to-recover reserves: Textbook. manual for universities*. M., Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2011, 156 p.
12. Sharf, I. V., Borzenkova, D. N. *Hard-to-recover oil reserves: concept, classification approaches and development incentives. Fundamental research*, 2015, no. 2–16, pp. 3593–3597.
13. Zazovsky, A. F., Fedorov, K. M. *On the displacement of oil by steam*. M., Ed. Institute of Applied Mathematics of the USSR Academy of Sciences, preprint, 1986, no. 267, 64 p.
14. Rivkin, S. L., Alexandrov, A. A. *Thermodynamic properties of water and steam*. M., Energoatomizdat, 1984. – 80 p.
15. Gomaа, E. E. 1980. *Correlations for Predicting Oil Recovery by Steam flood*. Journal of Petroleum Technology, 1980, vol. 32, no. 2, pp. 325–332.