

УДК 622.276(045)+556.3(045)

ДОРФМАН Михаил Борисович, кандидат технических наук, доцент, профессор кафедры бурения скважин, эксплуатации нефтяных и газовых месторождений института нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова. Автор 62 научных публикаций, в т. ч. одного учебного пособия

ХИНЧУК Константин Евгеньевич, главный специалист по разработке месторождений «Газпромнефть Мидл Ист Б.В.». Автор двух научных публикаций

ИЗМЕНЕНИЕ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕНИЯ НА ВОСТОЧНО-КОЛВИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПРИ НАЧАЛЕ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПЛАСТ

В статье рассмотрены результаты применения основных подходов к прогнозированию результатов разработки Восточно-Колвинского месторождения во время начала сброса попутно добываемой воды, а также изменение коэффициента извлечения нефти при подобном воздействии. Восточно-Колвинское месторождение является хорошим примером карбонатного месторождения со сложной системой пустотного пространства и активным аквифером. Рассматриваемый объект, пласт D₃fm, представлен мощной регионально выдержанной карбонатной пачкой. Авторами были учтены геолого-фильтрационные свойства коллектора, а также данные по истории разработки месторождений-аналогов (Ардалинского и Дюсушевского месторождений). Были использованы результаты построения и моделирования в программных комплексах «Petrel» и «Eclipse», рассмотрен метод экстраполяции результатов анализа водонефтяного фактора. Проанализировано реальное изменение работы коллектора при начале сброса попутно добываемой воды в зону ниже водонефтяного контакта. Данные статьи могут способствовать решению возможных проблем при начале сброса попутно добываемой воды на трещиноватых карбонатных резервуарах с мощной зоной аквифера, а также решению задач об изменении прогнозов добычи нефти и распределения пластового давления по месторождению. Рассмотренные методы позволяют учесть трансформацию водонефтяного фактора и, как следствие, изменения профилей добычи и рентабельности выработки запасов при применении различных средств утилизации попутно добываемой воды. Анализ сброса попутно добываемой пластовой воды в пласт в качестве средства по интенсификации добычи нефти позволит улучшить качество планирования добычи нефти на месторождениях.

Ключевые слова: разработка месторождений, аквифер, добыча нефти, водонефтяной фактор, гидродинамическое моделирование.

Восточно-Колвинское месторождение расположено в центральной части Садаггинской ступени Хорейверской впадины, граничащей с Коллависовской ступенью и Чернореченской депрессией. Промышленная нефтеносность месторождения связана с отложениями нижнего силура (S_1), франского яруса (D_3f_3 , D_3f_2) и нижнего фамена (D_3fm).

По состоянию на 01.01.2015 года на Восточно-Колвинском месторождении пробурено 10 скважин, в т. ч. пять поисково-разведочных, пять эксплуатационных и один боковой ствол. В действующем фонде на объекте D_3fm числятся три добывающие скважины, в одну скважину осуществляется сброс попутно добываемых вод Ардалинской группы месторождений в интервалы ниже текущего положения водонефтяного контакта (ВНК).

По состоянию на 01.01.2013 года в эксплуатации на объекте D_3fm отобрано 1753 тыс. т нефти и 3675 тыс. т жидкости, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,388, отбор НИЗ – 78,4 %.

В 2012 года отобрано 80,9 тыс. т нефти, 419 тыс. т жидкости, по состоянию на 01.01.2013 года текущая обводненность составила 81,7 %, средний дебит одной скважины по нефти – 52,6 т/сут., по жидкости – 287,3 т/сут.

Нефть легкая, маловязкая, парафинистая, смолистая, малосернистая с высоким газосодержанием.

Пласт D_3fm представлен мощной регионально выдержанной карбонатной пачкой.

Данные по исследованию керна по пласту D_3fm (определены методами жидкостенасыщения и гидростатического взвешивания согласно ГОСТ 26450.1-85, а также по результатам определения удельного электрического сопротивления полностью насыщенных образцов и удельного электрического сопротивления насыщающей жидкости, измеренного переносным резистивиметром ПР-1): коэффициент открытой пористости меняется в пределах 0,003 – 0,214 д. ед. при среднем значении 0,041 д. ед.; проницаемость – $0,001-7247,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² при среднем значении $82,2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт-коллектор Восточно-Колвинского месторождения обладает преимущественно поровым и порово-каверновым либо каверново-поровым типом емкостного пространства, осложненным трещиноватостью.

В истории разработки рассматриваемого месторождения можно выделить два периода прогнозирования: до начала закачки попутно добываемой воды (рис. 1) и, соответственно, после (рис. 2). Первый рассматриваемый метод

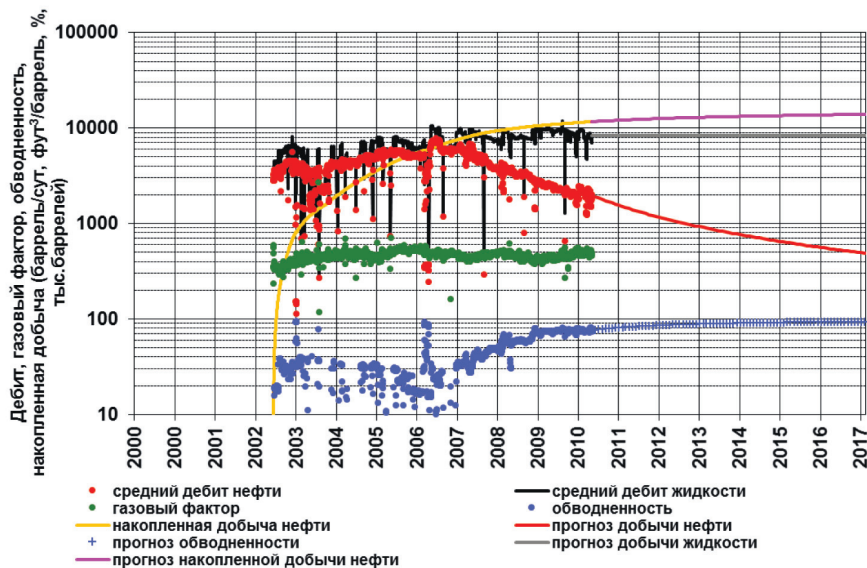


Рис. 1. Прогноз ВНК до начала водоинжекции

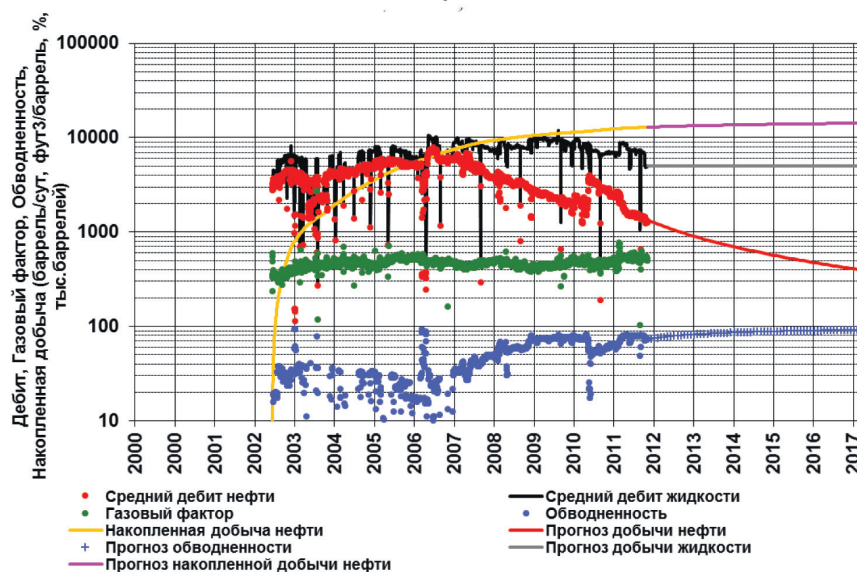


Рис. 2. Прогноз ВНФ после начала водоинжекции

прогнозирования базируется на основе экстраполяции исторически сложившейся динамики водонефтяного фактора (ВНФ) [1] на начало периода прогнозирования до и после начала закачки.

При сравнении прогнозов добычи нефти до и после начала закачки наглядно видно, что после прироста добычи происходит более бы-

строе обводнение фонда скважин, что отображено в *табл. 1*.

Также расчет технологических показателей разработки осуществлялся на созданной геолого-технологической модели продуктивных пластов Восточно-Колвинского месторождения. Создание детальных геологических моделей осуществлялось с помощью программно-

Таблица 1

ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ВОСТОЧНО-КОЛВИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Год	Добыча, тыс. т		
	Начало прогнозирования до начала закачки	Начало прогнозирования после начала закачки	Разница
2013	50,5	51,4	0,9
2014	41,0	38,6	-2,4
2015	34,4	30,7	-3,7
2016	29,6	25,4	-4,2
2017	25,8	21,5	-4,3
2018	22,8	18,6	-4,2

Таблица 2

ПРОГНОЗЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ОСНОВАНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Показатели	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Добыча нефти без закачки воды, тыс. т	104	84,2	54,8	30,9	18	14,7	9,7
Добыча нефти при реализации закачки воды (2500 м ³ /сут.), тыс. т	104	84	53,3	27,7	17,3	11,7	2,6

го комплекса «PETREL», гидродинамическое моделирование – с помощью программного комплекса «Eclipse 100» («Schlumberger») [2]. В результате моделирования были получены следующие данные (табл. 2).

Как можно увидеть из результатов гидродинамического моделирования, начало сброса попутно добываемых вод в скважину Восточно-Колвинского месторождения способствовало более усиленному продвижению фронта вытеснения и поднятию ВНК к забоям добывающих скважин, что повлекло за собой начало обводнения добываемой продукции, как правило, пластовой водой. При этом временное резкое повышение добычи по скважине № 2 Восточно-Колвинского месторождения при гидродинамическом моделировании выявлено не было.

На основании приведенных данных можно сделать выводы о согласованности прогнозирования более резкого обводнения продукции скважин при использовании обоих рассмотренных нами методов. При этом следует учесть специфику определения пропускной способности трещин по минимальной раскрытости в карбонатных коллекторах вследствие сложной структуры макро- и микротрещиноватости, в связи с чем возникает неопределенность по дополнительной добыче добывающих скважин месторождения, на котором производится закачка. В реальности добыча нефти по Восточно-Колвинскому месторождению выглядела следующим образом: в 2010 году – 72,7, в 2011-м – 131,9, в 2012-м – 80,9, в 2013 году – 59,3 тыс. т.

На основании вышесказанного можно сделать вывод, что для цели прогнозирования

процессов динамики обводнения, изменения текущего ВНК и т. д. на месторождениях с большой историей, находящихся на второй и третьей стадиях разработки, приемлемы оба метода прогнозирования. При использовании обоих после начала закачки воды на месторождении наблюдалось более резкое обводнение, и при использовании экстраполяции результатов на основании экспоненциальной зависимости можно сделать выводы об уменьшении КИНа за период рентабельной разработки месторождений. Данный факт, по результатам гидродинамического моделирования [3], при незначительных изменениях в добыче в близлежащий период не привносит существенных изменений в определение экономических показателей разработки месторождения и не позволяет обосновать экономическую целесообразность применения методов ППД на карбонатных коллекторах с активным аквифером. Но при фактическом нагнетании воды в нижнюю зону месторождения с карбонатным коллектором было получено существенное изменение по обводненности скважины № 2, расстояние между забоями нагнетающей скважины и скважины с наиболее выраженным изменением обводненности (скважина № 2) составило 3555 м. При этом дополнительная добыча нефти, полученная после начала нагнетания в пласт, на 01.01.2013 года составила 85,639 тыс. т, а сумма потерь, на основании прогноза по динамике ВНК, за счет более резкого обводнения скважин за период с 2013-го по 2018 год составила 18,781 тыс. т.

Список литературы

1. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. М., 2001. 144 с.
2. Арестов В., Dorfman M., Khaas A., Khamatdinov R., Straus S. Ардалинское нефтяное месторождение – первый опыт использования модели двойной пористости (ECLIPSE) в России для регулирования разработки // Нефтегаз. вертикаль. 2002. № 18. С. 67–69.
3. Lerche I., Thomsen R.O. Hydrodynamics of Oil and Gas. N. Y., 1994. 308 p.

References

1. Walcott D. Field Development in Water Flooding. Schlumberger, 2001. 144 p.
2. Arestov V., Dorfman M., Khaas A., Khamatdinov R., Straus S. Ardalinskoe neftyanoe mestorozhdenie – pervyy opyt ispol'zovaniya modeli dvoynoy poristosti (ECLIPSE) v Rossii dlya regulirovaniya razrabotki [Ardalinsk Oil Field – the First Experience of Using a Dual Porosity Model (ECLIPSE) in Russia for Development Regulation]. *Neftegazovaya vertikal'* [Oil and Gas Vertical], 2002, no. 18, pp. 67–69.
3. Lerche I., Thomsen R.O. Hydrodynamics of Oil and Gas. N.Y., 1994. 308 p.

Dorfman Mikhail Borisovich

Institute of Oil and Gas, Northern (Arctic) Federal University
named after M.V. Lomonosov (Arkhangelsk, Russia)

Khinchuk Konstantin Evgen'evich

Gazprom Neft Middle East B.V. (Saint Petersburg, Russia)

CHANGING OF WATER FLOODING DYNAMICS ON THE EAST-KOLVINSKIY OILFIELD AT THE START OF WATER INJECTION

This article describes the different approaches to oil production forecasting in the East-Kolvinskiy oilfield at the start of produced water disposal process as well as the change of an oil recovery index. The East-Kolvinskiy oilfield is a good example of a carbonate oilfield with the complex void system and active aquifer. The tested formation D3fm is represented by the thick carbonate member. The authors took into account the geological and flow properties of the aquifer, as well as the data on the history of oilfield development of analogues (Ardalinsk and Dyusushevsk oilfields). The results of definition and simulation provided by the “Petrel” and “Eclipse” software systems were used, and the extrapolation method of oil-water ratio analysis results was considered. The real changing of the aquifer operation at the start of water disposal process in a zone of oil-water contact is analyzed. The data of the paper can facilitate a solution to the problems at the start of water disposal process in the fracturing of the carbonate reservoirs with a large aquifer area, as well as the problems solving of the changing in predicted oil production and formation pressure distribution of an oilfield. The above methods allow taking into account the change in the oil-water ratio and, consequently, change in

production profiles and reserve recovery profitability in the application of various means of produced water disposal process. Analysis of stratum water disposal into the reservoir as an accelerator of crude-oil production will improve the planning quality in the fields of oil production.

Keywords: *field development, aquifer, crude-oil production, oil-water ratio, hydrodynamic simulation.*

Контактная информация:

Дорфман Михаил Борисович

адрес: 163000, Архангельск, наб. Северной Двины, д. 14;

e-mail: Michael.B.Dorfman@plc-oil.ru

Хинчук Константин Евгеньевич

адрес: 163000, Архангельск, ул. Поморская, д. 44;

e-mail: kkhinchuk@gmail.com