



## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРИ СОЗДАНИИ ОБРАТНОГО КОНУСА НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЗОН

**Р.Ф.Якупов, И.Н.Хакимзянов, В.В.Мухаметшин\*, Л.С.Кулешова**

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия*

### Hydrodynamic Model Application to Create a Reverse Oil Cone in Water-Oil Zones

*R.F.Yakupov, I.N.Khakimzyanov, V.V.Mukhametshin\*, L.S.Kuleshova*

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

#### Abstract

For the conditions of the development of bottom water-drive reservoirs in terrigenous deposits with low permeability of oil-saturated rocks in the dome of the formation, we propose a technology of reverse oil cone creating for effective residual oil reserves development. To visualize the oil recovery process, we created a hydrodynamic model, which makes it possible to increase the efficiency of the proposed technology, as well as to regulate the technology parameters. We considered the issues of the following models creating: the water cone formation during the near-roof part of the formation perforation; the a cone of oil formation in the process of water withdrawing from reservoirs with cutoff water saturation; erosion of the oil cone during its production from the interlayers with the highest oil saturation. The parameters influencing the efficiency of proposed reverse cone technology application are determined.

#### Keywords:

Oil;  
Filtration model;  
Oil cone;  
Bottom water-drive reservoirs;  
Production.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Без использования средств программного вычисления современные представления о разработке месторождений были бы скудными и непредставительными. Для решения различных задач по уточнению геологического строения месторождений и воспроизведению истории эксплуатации залежей нефти целесообразно использовать математический аппарат, который является незаменимым помощником. Анализируя публикации последних лет в области разработки месторождений, необходимо отметить все более активное использование информационно-вычислительных комплексов для целей прогнозирования показателей разработки месторождений [1–9].

Известно, что моделирование разработки нефтяных залежей позволяет воспроизвести динамику технологических показателей в среднесрочной перспективе и на достаточно длительный срок, также с высокой вероятностью дать ответы на вопросы о степени извлечения нефти из пласта, потерях нефти при ее вытеснении [10–13].

Современные требования к проектированию разработки нефтяных месторождений обязыва-

ют недропользователя обеспечить обоснование применения любых технологий воздействия на объект разработки при помощи гидродинамического моделирования с использованием достоверных параметров, полученных при геолого-промысловом анализе эксплуатации скважин.

Разработка геолого-фильтрационных моделей эксплуатации скважин с подошвенной водой позволяет визуализировать процессы, происходящие в прискважинной зоне. При задании определенного набора параметров эксплуатации скважин, таких как: дебит, депрессия, геолого-физические характеристики, становится возможным проведение расчетов динамики обводненности за период с определением оптимальных, с точки зрения технологической эффективности, параметров. Это, в свою очередь, позволит применять технологии отбора запасов нефти, локализованных в прикровельной части пласта.

Важной частью работы с гидродинамической моделью является определение пределов применимости технологий для выявления перспективных направлений их использования, что особенно актуально для месторождений нефти с подошвенной водой. При этом наличие подошвенной воды может быть не только природным, но и тех-

\*E-mail: [vv@of.ugntu.ru](mailto:vv@of.ugntu.ru)

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210200496>

ногенным факторами, возникающими в процессе вытеснения нефти закачиваемой водой.

С учетом всего вышесказанного в рамках исследования методов разработки водонефтяных зон поставлена цель обосновать применение технологии конуса нефти путем перфорации ниже водонефтяного контакта, отбора воды из нижней водонасыщенной части пласта, последующей изоляции этого интервала перфорации, вскрытии прикровельной нефтенасыщенной части пласта с последующим отбором прикровельной нефти. Для достижения поставленной цели сформулирована основная задача создания гидродинамической модели единичной скважины, отвечающей требованиям визуализации процесса в динамике, достоверности и возможности управления необходимыми параметрами модели и оценки эффективности технологии.

Для решения основной задачи исследования выделен ряд частных задач:

1. Создание фильтрационной модели образования конуса воды при традиционном способе перфорации прикровельной части пласта;

2. Создание фильтрационной модели насыщения нефтью зоны ниже уровня водонефтяного контакта, т.е. нефтяного конуса, образующегося в результате добычи воды из зоны с максимальной водонасыщенностью, а также фильтрационной модели размыва зоны нефтяного конуса в результате добычи нефти из зоны с максимальной нефтенасыщенностью;

3. Оценка параметров, влияющих на эффективность технологии конуса нефти.

Исследуемая фильтрационная модель процессов конусообразования нефти и воды создана в гидродинамическом симуляторе tNavigator и основана на приближении к реальным условиям при осреднении параметров в процессе исследования прискважинной зоны пласта. Для модели были заданы следующие параметры: вязкость нефти – 16.6 мПа·с; вязкость воды – 1.5 мПа·с;

размер сетки –  $10 \times 10 \times 0.2$  м; размер области –  $1000 \times 1000 \times 20$  м; пласт – бесконечный; пористость – 0.15; проницаемость –  $20 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>; давление в пласте – 10 МПа; забойное давление – 5 МПа; интервалы перфорации под зоной водонефтяного контакта 1015–1020 м, в нефтяной части 1000–1010 м.

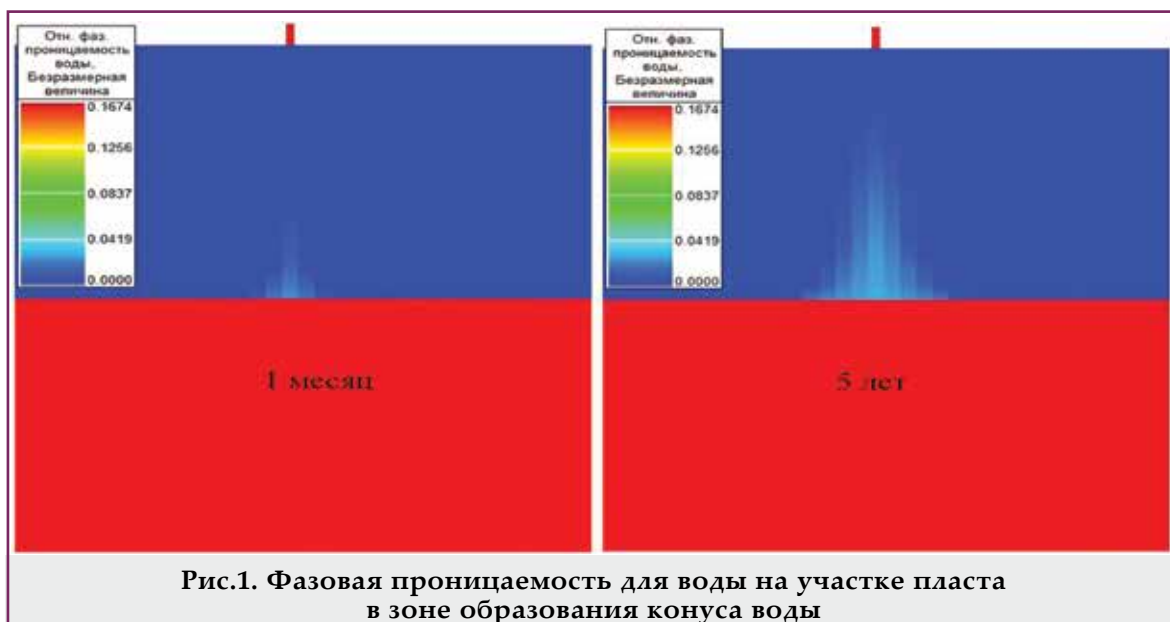
На рисунке 1 представлено графически состояние относительной фазовой проницаемости по воде на участке пласта вблизи ствола скважины без предварительной перфорации через месяц эксплуатации и через 5 лет. Этот случай можно классифицировать как классический случай образования конуса подошвенной воды.

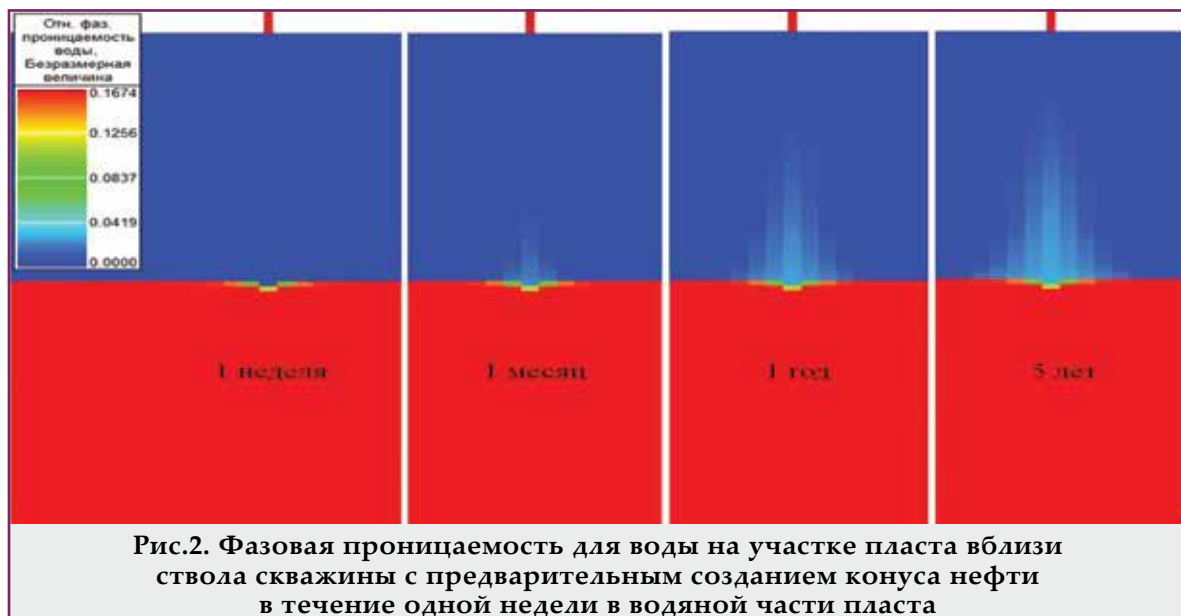
В рамках решения второй частной задачи проведены расчеты параметров эксплуатации скважины с предварительной перфорацией ниже водонефтяного контакта и добычей воды из зоны с максимальной водонасыщенностью в течение 1 недели.

Для сопоставления полученных результатов на рисунке 2 приведено состояние фазовой проницаемости для воды на участке пласта вблизи ствола скважины в разные периоды эксплуатации: с предварительным созданием конуса нефти в течение 1 недели; в водяной части пласта через 1 неделю, 1 месяц, 1 год и через 5 лет. Наглядно представлено образование конуса нефти и его последующий размыв.

В публикациях [14, 15] описана технология создания конуса нефти, основанная на поэтапном вскрытии пласта: на первом этапе – в водонасыщенной части и образовании в ней нефтяного конуса, а затем – в нефтенасыщенной части пласта.

С целью оценки влияния периода отбора из водяной части пласта на эффективность технологии проведен расчет для варианта с увеличением периода отбора до 2-х недель. Состояние относительных фазовых проницаемостей для воды в этом варианте отличается от варианта с периодом в 1 неделю незначительно.





На рисунке 3 приведен график накопленной добычи нефти по всем трем исследуемым вариантам. С целью оценки эффективности проведено сравнение накопленной добычи нефти по вариантам без перфорации в водяной части, с перфорацией в водяной части и отбором в течение одной недели и вариантом с отбором в течение двух недель.

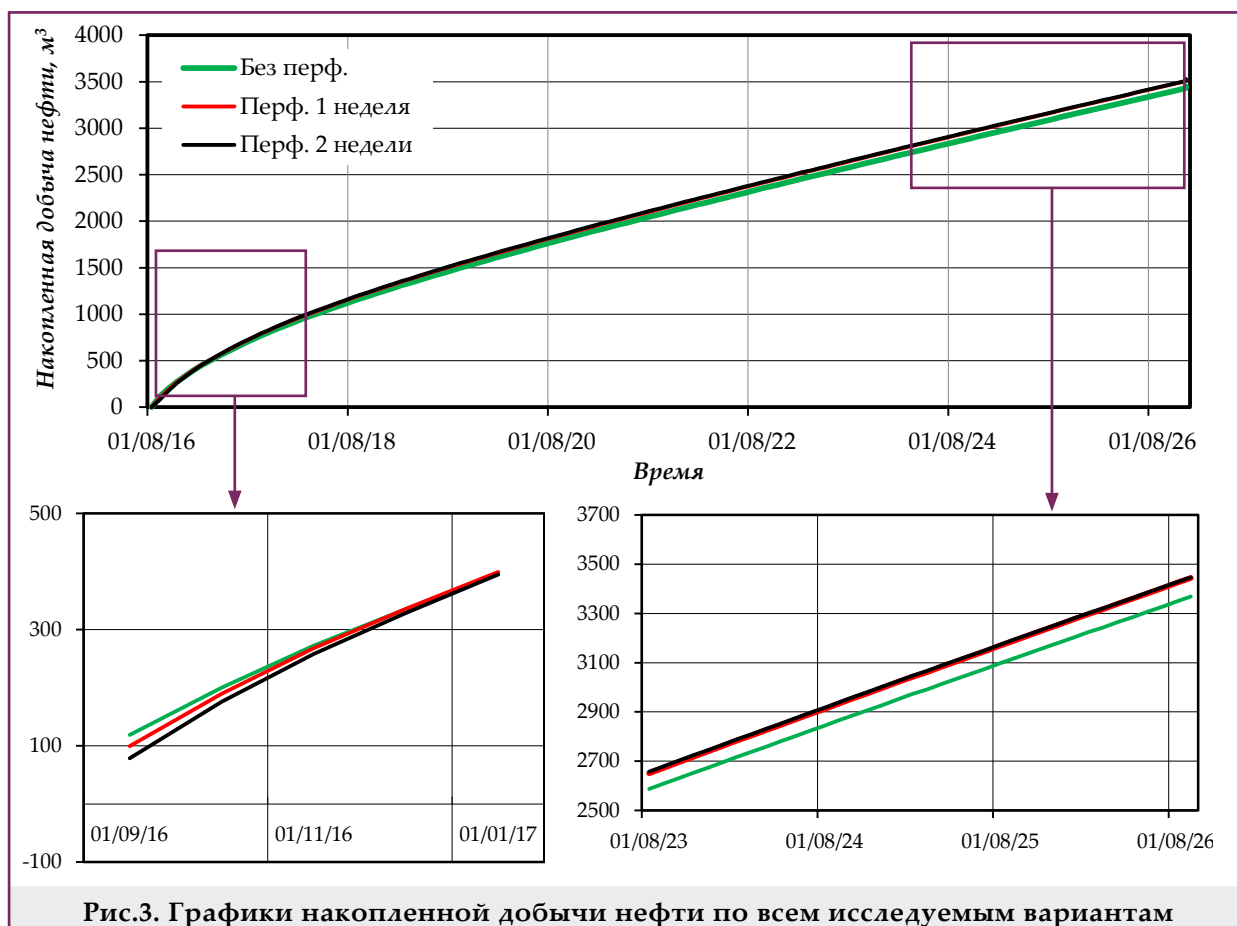
Из графиков видно, что в первые восемь месяцев эксплуатации накопленной нефти больше, когда нет предварительной добычи воды. Это объясняется отсутствием добычи нефти в период отбора воды. Затем появляется и сохраняется

преимущество у третьего метода с предварительной перфорацией в водоносном слое и отбором в течение двух недель, т.е. с увеличением периода отбора из водоносной части пласта.

Таким образом, обобщая результаты исследования, можно сделать выводы по применимости всех трех вариантов работы скважины:

1 вариант – только с перфорацией в нефтеносном слое;

2 вариант – с отбором из интервала перфорации ниже уровня водонефтяного контакта в течение недели, затем – перфорация выше уровня водонефтяного контакта;



3 вариант – с отбором из интервала перфорации ниже уровня водонефтяного контакта в течение двух недель, затем – перфорация выше уровня водонефтяного контакта.

Накопленная нефть за 10 лет в первом варианте – 3450 м<sup>3</sup>, во втором – 3527 м<sup>3</sup>, что на 2.2 % больше. В третьем варианте – 3530 м<sup>3</sup>. Как следствие, накопленная вода в первом случае составляет 5560 м<sup>3</sup>, во втором – на 1.8 % больше, в третьем – больше на 1.3 %. Наиболее оптимальным в плане дебита нефти является второй режим с начальным отбором в течение семи дней из интервала перфораций ниже уровня водонефтяного контакта. Через 10 лет дебит в этом случае

будет составлять 0.687 м<sup>3</sup>/сут, тогда как в первом и третьем случаях дебит нефти стал 0.677 м<sup>3</sup>/сут и 0.683 м<sup>3</sup>/сут соответственно, что не противоречит результатам, полученным в [16–20].

Следующим этапом исследований стало создание фильтрационной модели с параметрами, приближенными к параметрам монолитного пласта песчаника девонской толщи Туймазинского месторождения. Для этого пласта характерно наличие подстилающей воды. При моделировании использовалась 3D модель со следующими параметрами:

- вязкость воды – 1.5 мПа·с;
- размер сетки – 10×10×0.2 м;
- размер области – 1000×1000×12 м;
- пласт – бесконечный;
- пористость – 0.20 д. ед.;
- проницаемость – 250·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>;

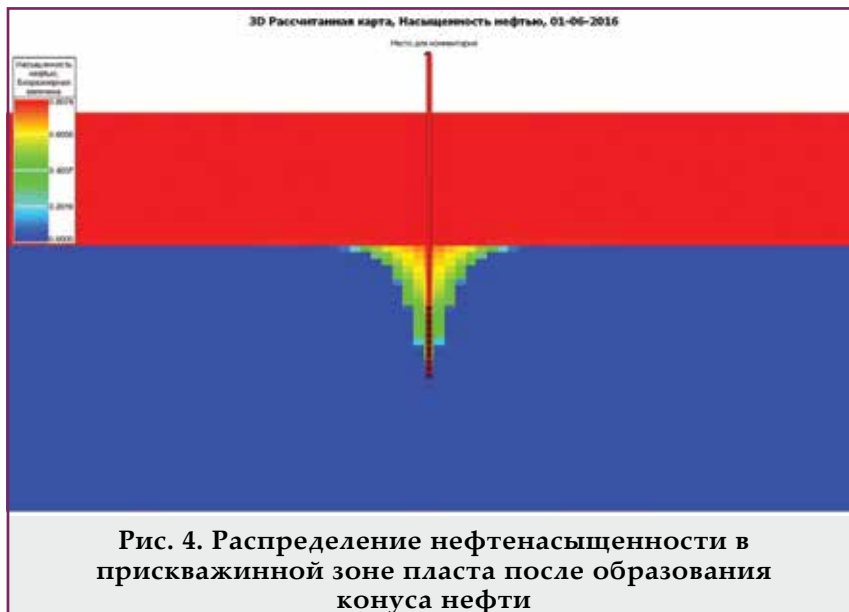


Рис. 4. Распределение нефтенасыщенности в прискважинной зоне пласта после образования конуса нефти

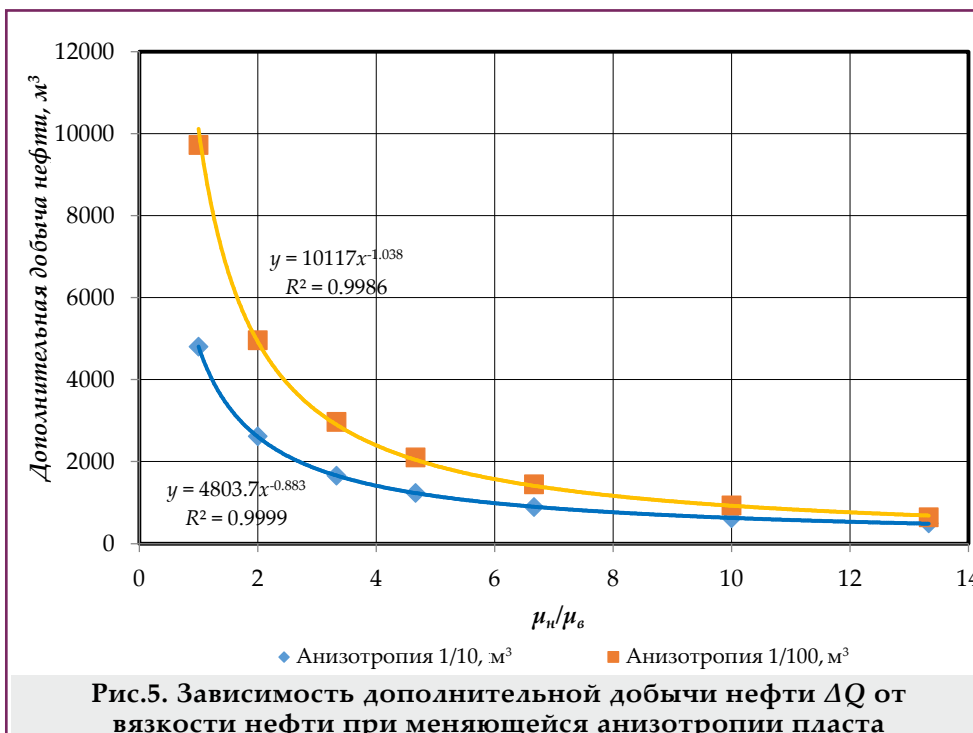
- давление в пласте – 16 МПа;
- забойное давление – 8 МПа;
- интервалы перфорации под водонефтяным контактом 1506–1508 м, в нефтяной части 1500–1502 м, уровень водонефтяного контакта 1504 м.

Относительные фазовые проницаемости и другие физико-химические свойства применены по пласту D2ml Туймазинского месторождения. Для адаптации модели к реальным условиям внедрения метода на пластах терригенной толщи девона Туймазинского месторождения были рассмотрены варианты модели пласта с одной скважиной. При этом учтены два значения анизотропии пласта 1/10 и 1/100 и различные вязкости нефти: от 1.5 до 20 мПа·с. Для расчета моделей заданы параметры отбора в течение 5 месяцев из водоносного интервала перфорации.

Таблица

Показатели накопленной добычи при эксплуатации скважины с вязкостью нефти от 1.5 до 20.0 мПа·с и анизотропией пласта 1/10 и 1/100

Показатель	Вязкость нефти, мПа·с						
	1.5	3.0	5.0	7.0	10.0	15.0	20.0
<b>Анизотропия пласта 1/10</b>							
Накопленная добыча нефти способ конуса нефти, м <sup>3</sup>	49069	25622	16084	11955	8797	6295	5021
Накопленная добыча нефти традиционным способом, м <sup>3</sup>	44263	23006	14426	10719	7905	5671	4527
Отклонение накопленной добычи нефти, м <sup>3</sup>	4806	2617	1658	1236	892	624	495
Накопленная добыча воды способ конуса нефти, м <sup>3</sup>	18753	18719	18561	18432	18243	17957	17759
Накопленная добыча воды традиционным способом, м <sup>3</sup>	16496	16350	16151	15955	15671	15234	14853
Отклонение накопленной добычи воды, м <sup>3</sup>	2257	2369	2410	2478	2572	2722	2907
<b>Анизотропия пласта 1/100</b>							
Накопленная добыча нефти способ конуса нефти, м <sup>3</sup>	86781	47047	30578	23270	17575	12906	10394
Накопленная добыча нефти традиционным способом, м <sup>3</sup>	77059	42082	27605	21162	16127	11971	9747
Отклонение накопленной добычи нефти, м <sup>3</sup>	9722	4964	2973	2109	1448	935	647
Накопленная добыча воды способ конуса нефти, м <sup>3</sup>	15643	15331	14906	14562	14118	13534	12972
Накопленная добыча воды традиционным способом, м <sup>3</sup>	12337	11838	11257	10759	10125	9296	8631
Отклонение накопленной добычи воды, м <sup>3</sup>	3307	3493	3649	3803	3993	4238	4340



На рисунке 4 показано детальное распределение нефтенасыщенности по разрезу в приквасинной зоне пласта в конце пятого месяца этапа отбора из водяной части пласта. Модель доказала, что при длительном отборе происходит насыщение нефтью в области между водонефтяным контактом и нижним интервалом перфорации. В таблице приведены результаты расчетов накопленных показателей эксплуатации за 10 лет по вариантам моделей в диапазоне вязкости нефти от 1.5 до 20 мПа·с и значений анизотропии пласта 1/10 и 1/100.

На рисунке 5 проиллюстрирована зависимость расчетной дополнительной добычи нефти от ее вязкости. Видно, что рассматриваемая зависимость при анизотропии пласта 1/100 характеризуется степенной функцией и описывается уравнением:  $y=10117x^{-1.038}$  с величиной достовер-

ности аппроксимации  $R^2=0.9986$ . При значении анизотропии 1/10 зависимость описывается уравнением  $y=4803x^{-0.883}$  с величиной достоверности аппроксимации  $R^2=0.9999$ .

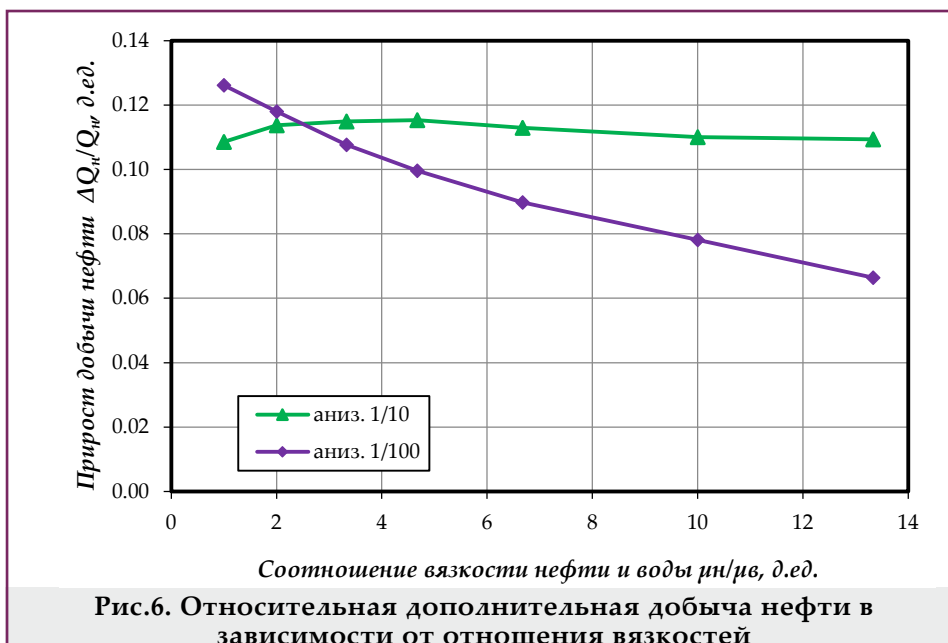
На рисунке 6 представлена зависимость прироста добычи нефти от применения метода конуса нефти от соотношения вязкостей нефти и воды для значений анизотропии пласта 1/10 и 1/100. Прирост добычи рассчитан по формуле:

$$\Delta Q = (Q_{кон} - Q_{трад}) / Q_{трад}$$

где  $Q_{кон}$  – накопленная добыча нефти способом конуса;

$Q_{трад}$  – накопленная добыча нефти традиционным способом.

Таким образом, при анизотропии пласта 1/10 прирост добычи нефти ΔQ за 20 лет составит около



11% при различных отношениях вязкости нефти к вязкости воды. В случае анизотропии 1/100 объем добычи будет уменьшаться с ростом отношения вязкости. Это объясняется низким насыщением зоны конуса нефти сформировавшимся обратным конусом при больших отношениях вязкостей и увеличения анизотропии пласта.

По результатам решения поставленных задач можно сделать следующие выводы:

1. Исследовано применение общепринятых законов течения жидкости в пористой среде для обоснования процесса образования конуса нефти за счет перфорации ниже водонефтяного контакта и отбора воды из нижней водонасыщенной части пласта;

2. Получена фильтрационная модель процессов конусообразования нефти и воды, основанная на приближенной к реальным условиям схеме

осреднения параметров и состояния в прискважинной зоне пласта;

3. Установлена зависимость дополнительной добычи нефти в течение 20 лет за счет экранирования подстилающей воды конусом нефти от параметров вязкости нефти в пластовых условиях и степени анизотропии пласта. Зависимость исследована на примере фильтрационной модели с параметрами, приближенными к параметрам монолитного пласта песчаника девонской толщи Туймазинского месторождения с подстилающей водой;

4. Доказано, что десятикратное увеличение коэффициента анизотропии пласта и соотношения вязкостей нефти и воды приводит к двукратному снижению прироста добычи нефти методом нефтяного конуса по сравнению с традиционным методом.

### Литература

1. Телков, А. П., Ягафаров, А. К., Шарипов, А. У., Клещенко, И. И. (1993). Интерпретационные модели нефтяной залежи на стадии разработки. Москва: ВНИИОЭНГ.
2. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
3. Куванышев, У. П. (1965). Некоторые задачи пространственной фильтрации в анизотропных пластах. *Труды ТатНИПИнефть*, 8, 205-214
4. Керимов, Н. С., Гусейнова, Д. Ф., Юсифова, Ш. Ф. (2013). Оценка начальных извлекаемых запасов горизонта верхний мел месторождения «Мурадханлы» методами моделирования. *SOCAR Proceedings*, 2, 56-59.
5. Мухаметшин, В. В. (2018). Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(5), 117-124.
6. Скворцов, В. В. (1961). Определение времени обводнения скважин при учете различия вязкостей нефти и воды. *Татарская нефть*, 4, 21-28.
7. Казаков, А. А., Соловьев, И. Г. (2009). Модель динамики конусообразования подошвенной воды нефтяной скважины. *Вестник кибернетики*, 8, 4-11.
8. Karpuchev, V. A. (1960). To the problem of the cone of bottom water in an inhomogeneous formation. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 3, 88-113.
9. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р., Харина, С. Б. (2016). Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.

### References

1. Telkov, A. P., Yagafarov, A. K., Sharipov, A. U., Kleshchenko, I. I. (1993). Interpretative models of an oil deposit at the development stage. *Moscow: VNIIOENG*.
2. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
3. Kuvanyshv, U. P. (1965). Some problems of spatial filtration in anisotropic formations. *Proceedings of TatNIPIneft*, 8, 205-214.
4. Kerimov, N. S., Huseynova, D. F., Yusifova, Sh. F. (2013). Estimation of the initial recoverable reserves of the top chalk horizon of «Muradkhanli» oilfield using modeling methods. *SOCAR Proceedings*, 2, 56-59.
5. Mukhametshin, V. V. (2018). Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(5), 117-124.
6. Skvortsov, V. V. (1961). Determination of the time of water breakthrough taking into account the difference in viscosities of oil and water. *Tatar oil*, 4, 21-28.
7. Kazakov, A. A., Solovyov, I. G. (2009). Model of dynamics regarding coning of bottom water in oil well. *Proceedings in Cybernetics*, 8, 4-11.
8. Karpuchev, V. A. (1960). To the problem of the cone of bottom water in an inhomogeneous formation. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 3, 88-113.
9. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., Kharina, S. B. (2016). Prospects of Application of Multi-Functional Well Killing Fluids in Carbonate Reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.

10. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E. (2017). Search and argumentation of decisions aimed at increasing the efficiency of bottom-hole zone stimulation in oil accumulations with challenged reserves. SPE-187785-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

11. Akhmetov, R. T., Mukhametshin, V. V., Andreev, A. V. (2017). A quantitative assessment method of the productive formation wettability indicator according to the data of geophysical surveys. SPE-187907-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

12. Ахметов, Р. Т., Мухаметшин, В. В., Андреев, А. В., Султанов, Ш. Х. (2017). Некоторые результаты опробования методики прогноза показателя смачиваемости продуктивных пластов. *SOCAR Proceedings*, 4, 83-87.

13. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е., Дубинский, Г. С. и др. (2016). Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт. *SOCAR Proceedings*, 3, 46-51.

14. Рамазанзаде, Э. Н. (2010). Выявление потенциальных ресурсов и эффективное освоение многопластовых нефтяных месторождений Абшерона, находящихся в поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, 1, 24-28.

15. Soloviev, N. N., Mukhametshin, V. Sh., Safiullina, A. R. (2020). Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials (ETSaP))*, 952(1), 012064, 1-5.

16. Lux, M., Szanyi, J., Tóth, T. M. (2016). Evaluation and optimization of multi-lateral wells using MODFLOW unstructured grids. *Open Geosciences*, 8(4), 39-44.

17. López Peña, L. A., Meulenbroek, B., Vermolen, F. J. (2016). A network model for the kinetics of bioclogged flow diversion for enhanced oil recovery. In: *15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*.

18. Jena, H. M., Sahoo, B. K., Roy, G. K., Meikap, B. C. (2008). Characterization of hydrodynamic properties of a gas-liquid-solid three-phase fluidized bed with regular shape spherical glass bead particles. *Chemical Engineering Journal*, 145(1), 50-56.

19. Андреев, А. В., Мухаметшин, В. Ш., Котенёв, Ю. А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.

20. Burghardt, A., Bartelmus, G., Szlemp, A. (2004). Hydrodynamics of pulsing flow in three-phase fixed-bed reactor operating at an elevated pressure. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 43(16), 4511-4521.

10. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E. (2017). Search and argumentation of decisions aimed at increasing the efficiency of bottom-hole zone stimulation in oil accumulations with challenged reserves. SPE-187785-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

11. Akhmetov, R. T., Mukhametshin, V. V., Andreev, A. V. (2017). A quantitative assessment method of the productive formation wettability indicator according to the data of geophysical surveys. SPE-187907-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

12. Akhmetov, R. T., Mukhametshin, V. V., Andreev, A. V., Sultanov, Sh. Kh. (2017). Some testing results of productive strata wettability index forecasting technique. *SOCAR Proceedings*, 4, 83-87.

13. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E., Dubinsky, G. S., et al. (2016). The usage of principles of system geological-technological forecasting in the justification of the recovery methods. *SOCAR Proceedings*, 3, 46-51.

14. Ramazanade, E. N. (2010). Revealing of potential resources and efficient development of Absheron polybedal fields, being at the late stage operation. *SOCAR Proceedings*, 1, 24-28.

15. Soloviev, N. N., Mukhametshin, V. Sh., Safiullina, A. R. (2020). Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials (ETSaP))*, 952(1), 012064, 1-5.

16. Lux, M., Szanyi, J., Tóth, T. M. (2016). Evaluation and optimization of multi-lateral wells using MODFLOW unstructured grids. *Open Geosciences*, 8(4), 39-44.

17. López Peña, L. A., Meulenbroek, B., Vermolen, F. J. (2016). A network model for the kinetics of bioclogged flow diversion for enhanced oil recovery. In: *15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*.

18. Jena, H. M., Sahoo, B. K., Roy, G. K., Meikap, B. C. (2008). Characterization of hydrodynamic properties of a gas-liquid-solid three-phase fluidized bed with regular shape spherical glass bead particles. *Chemical Engineering Journal*, 145(1), 50-56.

19. Andreev, A. V., Mukhametshin, V. Sh., Kotenev, Yu. A. (2016). Deposit productivity forecast in carbonate reservoirs with hard to recover reserves. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.

20. Burghardt, A., Bartelmus, G., Szlemp, A. (2004). Hydrodynamics of pulsing flow in three-phase fixed-bed reactor operating at an elevated pressure. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 43(16), 4511-4521.

## **Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон**

**Р.Ф.Якупов, И.Н.Хакимзянов, В.В.Мухаметшин, Л.С.Кулешова**  
Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

### **Реферат**

Для условий разработки водоплавающих залежей в терригенных коллекторах, имеющих низкую проницаемость нефтенасыщенных пород в купольной части пласта, предложена технология создания обратного нефтяного конуса для эффективной выработки остаточных запасов нефти. Для визуализации процесса нефтеизвлечения создана гидродинамическая модель, позволяющая повысить эффективность предложенной технологии, а также проводить регулирование параметрами технологии. Рассмотрены вопросы создания моделей: образования конуса воды при перфорации прикровельной части пласта; образования конуса нефти в процессе отбора воды из пластов с предельной водонасыщенностью; размывы конуса нефти в процессе её добычи из пропластков с наибольшей нефтенасыщенностью. Определены параметры, влияющие на эффективность использования предложенной технологии обратного конуса.

**Ключевые слова:** нефть; фильтрационная модель; конус нефти; водоплавающие залежи; добыча.

## **Su-neft zonaları şəraitində əks neft konusunun yaradılması zamanı hidrodinamik modelin istifadəsi**

**R.F.Yakupov, İ.N.Xakimzyanov, V.V.Muxametşin, L.S.Kuleşova**  
Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

### **Xülasə**

Layın qübbə hissəsində neftlə doymuş süxurların aşağı keçiriciliyə malik terrigen kollektorlarında sudaüzən yataqların işlənmə şəraiti üçün qalıq neft ehtiyatlarının səmərəli hasil edilməsi üçün əks neft konusunun yaradılması texnologiyası təklif edilmişdir. Neftçıxarma prosesinin vizual görüntülənməsi üçün təklif olunan texnologiyanın effektivliyinin artırılmasına və texnoloji parametrlərinin tənzimlənməsinə imkan verən hidrodinamik model yaradılmışdır. Modellərin yaradılma məsələləri nəzərdən keçirilmişdir: layın tavan ətrafı hissəsinin yarılməsi zamanı su konusunun əmələ gəlməsi; su ilə maksimum doymuş laylardan su götürülməsi prosesində neft konusunun əmələ gəlməsi; neftlə ən çox doymuş laycılardan neft hasilatı prosesində neft konusunun yuyulması. Təklif olunan əks konus texnologiyasından istifadənin effektivliyinə təsir edən parametrlər müəyyən edilmişdir.

**Açar sözlər:** neft; süzülmə modeli; neft konusu; sudaüzən yataqlar; hasilat.