



УДК 622.276.023.43

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2019

ЭКСПРЕСС-ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ФРОНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НА ЗАЛЕЖИ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

И.С. Поплыгина, М. Уирсигроч¹

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614000, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

¹Абердинский университет (Шотландия, Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии, Местон Билдинг, Кингс Колледж, Абердин AB24, 3UE)

EXPRESS FORECASTING OF DISPLACEMENT FRONT MOVEMENT ON DEPOSITS WITH HIGH OIL VISCOSITY

Irina S. Poplygina, M. Wiercigroch¹

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoy Armii st., Perm, 614000, Russian Federation)

¹University of Aberdeen (Centre for Applied Dynamics Research, King's College, AB24 3UE, Aberdeen, United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland)

Получена / Received: 02.04.2019. Принята / Accepted: 01.06.2019. Опубликовано / Published: 28.06.2019

Ключевые слова:

залежь нефти, скважина, вязкость нефти, проницаемость, обводненность, водоизоляция, прогнозирование, многомерная модель.

Практически на всех нефтяных месторождениях для поддержания пластового давления производится закачка воды. На забоях нагнетательных скважин создаются давления, существенно превышающие пластовые. В случае значительной послойной неоднородности вода из нагнетательных скважин начнет поступать по каналам с низкими фильтрационными сопротивлениями в добывающие скважины. Наиболее интенсивно движение закачиваемой воды от нагнетательной к добывающей скважине проявляется на залежах с высоковязкой нефтью. При обводнении добывающих скважин проводятся работы по водоизоляции и выравниванию профилей приемистости. Для оценки времени подхода воды от добывающей скважины к нагнетательной в программном комплексе Tempest More выполнена серия математических экспериментов по прогнозированию движения фронта вытеснения в пласте с различными вязкостями пластовой нефти, проницаемостью коллектора, забойными давлениями в нагнетательной и добывающей скважинах. Информация о свойствах флюидов и относительной фазовой проницаемости использовались с месторождений Ножовской группы (Пермский край). По итогам обобщения результатов моделирования получено уравнение для оценки сроков продвижения фронта вытеснения по коллектору. Анализируя результаты расчетов, можно сделать выводы, что на время продвижения фронта вытеснения на определенное расстояние по экспоненциальной зависимости влияет коэффициент подвижности. В коллекторах с подвижностью более $2 \text{ мкм}^2/\text{Па} \cdot \text{с}$ водонефтяной фронт продвигается со скоростью около 1 м/сут . Сопоставление прогнозных значений времени обводнения добывающих скважин для залежи с высоковязкой нефтью, полученных с помощью гидродинамического моделирования и разработанного уравнения, показывает достаточно высокую сходимость результатов. Использование уравнения позволит заранее планировать мероприятия по водоизоляции скважин и выравниванию профилей приемистости.

Key words:

oil reservoir, well, oil viscosity, permeability, water content, water insulation, forecasting, multidimensional model.

Almost all oil fields to maintain reservoir pressure produced water injection. In case of significant layer-by-layer heterogeneity, water from injection wells will begin to flow through the channels with low filtration resistance into the production wells. At the bottom of the injection wells, pressures are created that substantially exceed reservoir pressures. The most intensively the movement of the injected water from the injection to the producing well manifests itself in deposits with high-viscosity oil. When watering production wells are working on waterproofing and alignment of the injectivity profiles. To estimate the time of approach of water from a producing well to an injection, a series of mathematical experiments were performed on the Tempest More software complex to predict the movement of the displacement front in a reservoir with different viscosities of reservoir oil, reservoir permeability, bottomhole pressures in the injection and production wells. Fluid properties and relative phase permeability were used from the Nozhovskaya group of deposits (Perm region). According to the results of the generalization of the simulation results, an equation was obtained for estimating the timing of the advance of the displacement front along the collector. Analyzing the results of the calculations, it can be concluded that the mobility coefficient influences the time of the displacement front moving for a certain distance exponentially. In reservoirs with a mobility of more than $2 \text{ mkm}^2 / (\text{Pa} \cdot \text{s})$, the water-oil front moves at a speed of about 1 m/day . Comparison of the predicted values of the time of irrigation of producing wells for the reservoir with high-viscosity oil, performed using hydrodynamic modeling and the developed equation, shows a fairly high convergence of the results. Using the equation will allow you to pre-plan measures for the water insulation of wells and the alignment of injectivity profiles.

Поплыгина Ирина Сергеевна – инженер (тел.: +007 909 727 11 57, e-mail: davydova_irina@bk.ru). Контактное лицо для переписки.

Уирсигроч Мариан – профессор (тел.: +4401 224 27 24 97, e-mail: m.wiercigroch@abdn.ac.uk).

Irina S. Poplygina (Author ID in Scopus: 55531866900) – Engineer (tel.: +007 909 727 11 57, e-mail: davydova_irina@bk.ru). The contact person for correspondence.

Marian Wiercigroch (Author ID in Scopus: 56229012200) – Professor (tel.: +4401 224 27 24 97, e-mail: m.wiercigroch@abdn.ac.uk).

Введение

Разработка нефтяных месторождений сопровождается закачкой воды для поддержания пластового давления, которое приводит к увеличению нефтеотдачи пластов и повышению обводненности скважин. Закачиваемая вода продвигается по коллектору от нагнетательных к добывающим скважинам. При наличии в коллекторе пропластков с низкими фильтрационными сопротивлениями скорость продвижения воды увеличивается. С увеличением слоистой неоднородности коллектора и вязкости нефти возрастает вероятность преждевременного обводнения добывающих скважин [1]. Наряду с геологическими показателями [2, 3, 4], на обводнение скважин влияют системы разработки и технологические режимы работы скважин [5–9]. С увеличением обводненности скважин при разработке нефтяных месторождений снижается текущая добыча, уменьшается коэффициент извлечения нефти, интенсифицируются отложения неорганических солей и растет себестоимость добычи нефти [10]. Основными причинами обводнения скважин являются конусообразование и опережающее продвижение фронта воды по высокопроницаемым пропласткам [11–16]. В Пермском крае движение воды по наиболее проницаемым пропласткам является одним из главных источников обводнения добывающих скважин. Для предотвращения преждевременного обводнения скважин и увеличения охвата пласта производят закачку полимеров, циклическое заводнение и используют другие технологии, при этом наибольшую технологическую эффективность показывает применение гелеобразующих технологий [17–42].

Объект исследований

Крупный блок залежей с высоковязкой нефтью в Пермском крае приурочен к месторождениям Ножовской группы. Вязкость пластовой нефти карбонатных объектов Ножовской группы месторождений изменяется от 7,9 до 87,08 мПа·с, проницаемость объектов разработки по керну – 0,060–0,646 мкм², расчлененность – 1,0–9,6. На большей части карбонатных объектов группы наблюдается существенное опережение обводнения перед выработкой извлекаемых запасов. По ряду объектов обводненность продукции скважин превышает выработку извлекаемых запасов в 1,5 раза и более. Основной причиной обводнения продукции скважин, приуроченных к объектам

карбонатных коллекторов Ножовской группы месторождений, является обводнение по более проницаемой части (отдельным слоям) слоисто-неоднородного коллектора (56,3 %). Также к наиболее частым причинам обводнения относятся прорыв законтурной воды (18,8 %) и конусообразование (12,5 %). Для наиболее эффективного внедрения технологий по выравниванию профилей приемистости нагнетательных скважин и водоизоляции в добывающих скважинах необходимо оценить сроки их своевременного применения. Практически значимой задачей является определение времени обводнения добывающих скважин и продвижения фронта вытеснения по участкам залежей с различной проницаемостью. Оценить время достижения фронтом вытеснения расстояния от нагнетательной до добывающей скважины можно с помощью геологогидродинамического вытеснения. Наличие многомерных статистических моделей позволит существенно упростить и повысить оперативность оценки времени движения фронта.

Моделирование движения фронта воды

В [43, 44] приведены зависимости обводненности скважин от выработки извлекаемых запасов для нефти с различной вязкостью. Зависимости позволяют спрогнозировать величину обводнения на различных этапах разработки залежей. Коэффициенты извлечения нефти и темпы извлечения запасов зависят от проницаемости коллекторов, динамической вязкости пластовой нефти, уровней добычи и компенсации отборов закачкой жидкости [45]. Приведенные в литературе зависимости позволяют получить интегральные величины обводнения для залежей в целом.

В программном комплексе Tempest More создана модель однородного участка залежи с добывающей и нагнетательной скважинами. Произведены расчеты продвижения фронта вытеснения от добывающей к нагнетательной скважине в зависимости от свойств пластовой нефти, проницаемости коллектора и давлений на забоях добывающих и нагнетательных скважин. За границу движения фронта вытеснения считалось увеличение водонасыщенности ячеек модели. Средние проницаемости коллекторов, относительные фазовые проницаемости и параметры флюидов задавались по аналогии с реальными месторождениями Ножовской группы.

Анализируя результаты расчетов, можно сделать выводы, что на время продвижения фронта вытеснения на определенное расстояние по

экспоненциальной зависимости влияет коэффициент подвижности (отношение коэффициента проницаемости и динамической вязкости пластовой нефти) (рис. 1). В пропластках с коэффициентом подвижности менее $2 \text{ мкм}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$ сроки продвижения фронта вытеснения от нагнетательной скважины к добывающей соответствуют срокам выработки извлекаемых запасов нефти, и преждевременное обводнение добывающих скважин маловероятно. В коллекторах с подвижностью более $2 \text{ мкм}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$ водонефтяной фронт продвигается со скоростью около $1 \text{ м}/\text{сут}$. Особенно интенсивно водонефтяной фронт продвигается в пластах с коэффициентами подвижности более $5 \text{ мкм}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$, и время продвижения фронта вытеснения между скважинами может не превышать одного года. Необходимо отслеживать на объектах разработки продвижение водонефтяного фронта в пропластках с высоким коэффициентом подвижности и планировать мероприятия по выравниванию профилей приемистости нагнетательных и водоизоляции добывающих скважин [46].

В программе Statistica проведен регрессионный анализ влияния основных параметров моделей на сроки продвижения водонефтяного фронта в пластах. Наиболее актуальной для анализа является область в коллекторах с подвижностью более $2 \text{ мкм}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$.

Получено уравнение для оценки времени движения фронта вытеснения (годы) на расстояние X от нагнетательной скважины:

– для объектов с коэффициентами подвижности $2\text{--}5 \text{ мкм}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$:

$$T = 0,14 X - 0,96 k/\mu + 1,82(P_n - P_d)/P_{пл} - 1,02; \quad (1)$$

– для объектов с коэффициентами подвижности более $5 \text{ мкм}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$:

$$T = 0,018 X - 0,18 k/\mu + 1,14 (P_n - P_d)/P_{пл} + 2,8; \quad (2)$$

где X – расстояние от нагнетательной скважины, м; k – проницаемость коллектора, $10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$; μ – динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с; P_n , P_d – забойные давления в нагнетательных и добывающих скважинах соответственно, МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

Для зависимости (1) необходимо использовать следующие пределы по исходным параметрам:

X – 50–500 м;

k/μ – 2–30 $\text{мкм}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$;

$(P_n - P_d)/P_{пл}$ – 0,625–1,06 доли ед.

На одном из участков Березовского нефтяного месторождения наблюдается обводнение добывающей скважины 727 от закачиваемой воды в нагнетательную скважину 779. В нагнетательной

скважине 779 с приемистостью $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ около 80 % закачиваемой воды уходит в верхний интервал перфорации и направляется к скважине 727 (рис. 2).

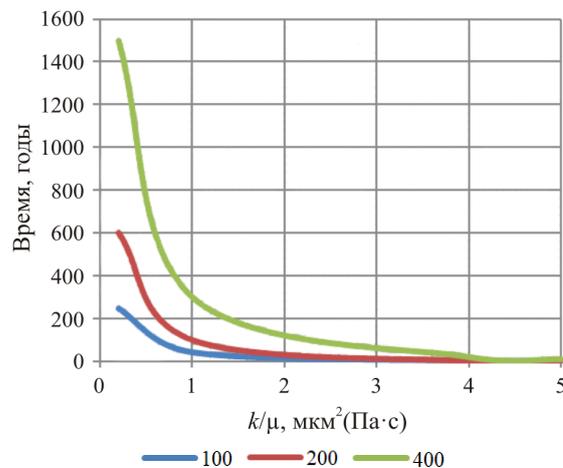


Рис. 1. Зависимость времени продвижения фронта воды на расстояние 100/200/400 м от нагнетательной скважины от коэффициента подвижности

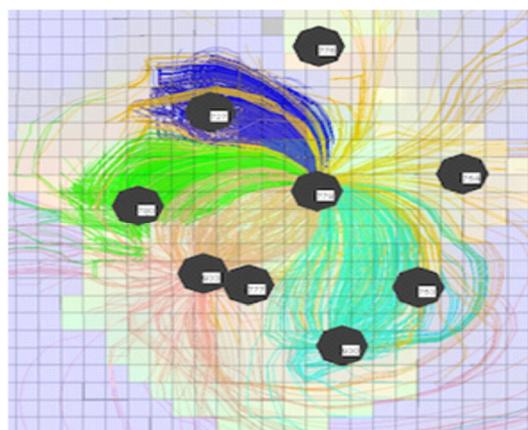


Рис. 2. Направления движения фильтрационных потоков на участке залежи нефти

Выполнено исследование времени обводнения скважины 727 в зависимости от времени после ввода в работу нагнетательной скважины 779 (рис. 3). Обводненность скважины 727 начала ступенчато возрастать и достигла 85 % за 6 лет. По результатам обработки гидродинамических исследований скважин средний коэффициент подвижности в зонах дренирования скважин составил $16,9 \text{ мкм}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$. Давление на забоях добывающей и нагнетательной скважин составляло 11 и 23 МПа соответственно. Пластовое давление – 16 МПа. Сроки продвижения водонефтяного фронта от нагнетательной к добывающей скважине при прогнозировании по зависимости (2) составят 7 лет, что соответствует обводнению скважины на рис. 3.

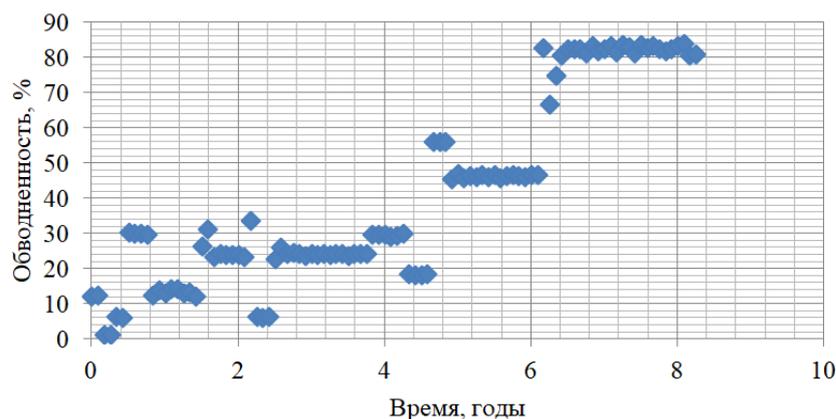


Рис. 3. Динамика обводнения скважины 727 после начала нагнетания воды в скважину 779

Перед ожидаемым обводнением скважины через высокопроницаемый пропласток необходимо планировать мероприятия по выравниванию профиля приемистости в нагнетательной скважине. Своевременное использование потоотклоняющих технологий позволит повысить эффективность разработки залежи и приведет к увеличению коэффициента извлечения нефти.

Выводы

В настоящее время значительная часть объектов разработки содержит трудно-извлекаемые запасы нефти. Такие объекты характеризуются значительной послойной и зональной неоднородностью, высокой вязкостью нефти и другими осложняющими факторами. Для эффективного использования технологий регулирования профилей приемистости и водоизоляции скважин необходимо прогнозировать время достижения закачиваемой в пласты воды добывающих скважин. В работе предложены зависимости для оценки времени движения фронта воды по залежи. Особое внимание стоит уделять пропласткам со значением коэффициента подвижности более $2 \text{ мкм}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$, так как в них получены значительные скорости продвижения водонефтяного фронта.

Благодарность

Исследование выполнено при финансовой поддержке правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/786 от 21.12.2017 г.

Библиографический список

1. Кудряшова Д.А. Использование вероятностно-статистических методов для определения источников обводнения скважин-кандидатов для

водоизоляционных работ (на примере визейского объекта месторождения Пермского края) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 17, № 1. – С. 26–36. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.3

2. Ракинцева И.А. Геологические причины преждевременного обводнения скважин Полазненского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 9. – С. 21–23.

3. Сарваров А.Р. Анализ причин преждевременного обводнения продукции скважин, эксплуатирующих пласты группы АВ Самогторского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 1. – С. 21–25.

4. Кандакова Т.В., Старцев И.С. Анализ влияния геологического строения на обводненность продукции турнейской залежи Этышского месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2017. – № 1. – С. 153–155.

5. Исследование факторов, влияющих на обводнение добывающих скважин / Б.А. Османов, С.Р. Озтурк, Р.Ш. Салаватова, К.И. Мустафаев // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 5. – С. 52–54.

6. Некрасов А.С., Ракинцева Л.Н. Основные причины обводнения эксплуатационных скважин месторождений Среднего Приобья (на примере Восточно-Придорожного месторождения) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2004. – № 5. – С. 87–92.

7. Гаджиев Г.К., Алиев Е.М., Багиров Ш.А. Влияние профиля наклонно направленных скважин на обводненность их продукции // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 9. – С. 51–54.

8. Фаттахов И.Г. Систематизация причин прорыва воды в добывающие скважины // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 12. – С. 17–19.

9. Кочнева О.Е., Лимонова К.Н. Оценка обводненности скважин и продукции яснополянской залежи Москудынского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13, № 10. – С. 66–72. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.6
10. Насыров В.А., Шляпников Ю.В., Насыров А.М. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти // Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – № 2 (14). – С. 14–17.
11. Лысенков Е.А., Аносов Э.В. Предупреждение раннего обводнения скважин // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 1. – С. 61–63.
12. Water diagnostic analysis: The gains of integration / I. Sukubo, O. Iyowu, O. Balogun, I. Jude-Ofia, C. Onunekwu // Society of Petroleum Engineers – Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – 2017. – P. 1622–1638. DOI: 10.2118/189064-MS
13. Pirozhkov M. Introduction of innovative set for real-time process control used for watercut prediction // Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, 2015. DOI: 10.2118/177968-RU
14. Advanced data-driven performance analysis for mature waterfloods / O. Ogezi, J. Strobel, D. Egbuniwe, B. Leonhardt // Operational aspects of a biopolymer flood in a Mature Oilfield // SPE – DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings. – 2014. – № 3. – P. 1735–1751. DOI: 10.2118/174872-MS
15. Qu Y.G., Liu Y.T., Ding Z.P. Studies on the factors affecting watercut of a single well in a complicated fault-block reservoir by applying the numerical simulation method // Petroleum Science and Technology. – № 30 (23). – P. 2478–2487. DOI: 10.1080/10916466.2010.516297
16. Saadatpoor E., Karami H., Al-Ajmi M.F. A new method for dynamic calculation of pattern allocation factors in waterflood monitoring // Proceedings SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – 2012. – № 1. – P. 402–412. DOI: 10.2118/153802-MS
17. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Варианты полимерного заводнения залежи с высоковязкой нефтью // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 14. – С. 39–51. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.5
18. Поплыгин В.В., Уирсигроч М. Оценка эффективности применения волнового воздействия в карбонатных коллекторах с высокой вязкостью нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 149–156. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.5
19. Гладких Е.А., Хижняк Г.П. Результаты исследований водоизоляционного состава на керновой модели слоисто-неоднородного пласта // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 118–121. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-118-121
20. О «коварном» законе обводнения и нефтеотдачи карбонатных трещинно-поровых коллекторов / В.И. Колганов, А.А. Фомина, С.В. Дёмин, А.Ю. Морозова // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 66–70.
21. Казаков А.А., Соловьев И.Г. Динамическая модель образования конуса обводнения вертикальной нефтяной скважины // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2011. – № 7. – С. 52–58.
22. Азаматов М.А., Шорохов А.Н. Внедрение метода оперативной диагностики источников обводнения нефтяных добывающих скважин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 63–65.
23. Шувалов С.А., Винокуров В.А., Хлебников В.Н. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водоизоляции // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2013. – № 4 (273). – С. 98–107.
24. Избрехт А.В., Паникаровский Е.В., Кустышев А.В. Методы и водоизолирующие композиции для проведения ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 6. – С. 31–34.
25. Опыт и перспективы применения технологий ограничения водопритока на месторождениях Пермского края / А.В. Распопов, А.С. Казанцев, Д.В. Андреев, И.В. Аверина, Д.Д. Сидоренко, С.Н. Глазырин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 41–45.
26. Куликов А.Н., Силин М.А., Магадова Л.А., Елисеев Д.Ю. Оптимизация последовательности применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пласта в ходе разработки залежей нефти // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 4. – С. 64–69.
27. Куликов А.Н. Методика выбора скважин для проведения работ по ограничению водопритоков и восстановлению добывающего

фонда // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 7. – С. 19–23.

28. Неорганическая гелеобразующая композиция для ограничения водопритока в карбонатных трещиновато-поровых коллекторах / А.М. Кунакова, В.Н. Дурягин, К.В. Стрижнев, Д.В. Мардашов, А.М. Дурягина // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 114–116.

29. Батрашкин В.П. Алгоритм выбора скважин для применения комбинированного воздействия со стороны нагнетательной и добывающей скважин на неоднородные нефтенасыщенные коллекторы // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2007. – № 9. – С. 33–39.

30. Потокоотклоняющие технологии – основной метод регулирования разработки высокозаводненных залежей / С.А. Сулима, В.П. Сонич, В.А. Мишарин, В.М. Исаченко, Р.А. Булатов, Д.В. Самсоненко // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 2. – С. 44–50.

31. Мероприятия по ограничению притока пластовых вод и повышению продуктивности скважин / Е.И. Мамчистова, Е.М. Звягин, М. Гусьо, О.В. Валиев, Э.Ф. Коваленко, В.Н. Тапилин // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 53–55.

32. Келлер Ю.А. Разработка искусственных нейронных сетей для предсказания технологической эффективности от выравнивания профиля приёмистости // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325, № 5. – С. 60–65.

33. Evaluation of polymer flooding efficiency at brownfield development stage of giant Kalamkas oilfield, western Kazakhstan / M. Sagyndikov, B. Mukhambetov, Y. Orynbasar, A. Nurbulatov, S. Aidarbayev // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. – Astana, 2018. DOI: 10.2118/192555-MS.

34. An injection/production rate allocation method applied for polymer-surfactant flooding / Y. Liu, H. Wu, J. Hou, C. Wei, W. Ren // Journal of Engineering Research. – 5 (2). – P. 250–267.

35. Systematic development and laboratory evaluation of secondary polymer augmentation for a slightly viscous Arabian heavy reservoir / A.M. Al Sofi, J. Wang, A.A. Al Shuaibi, F.A. Al Ghamdi, Z.F. Kaidar // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings. – 2017. P. 2757–2764. DOI: 10.2118/183793-MS

36. Waterflooding optimization in case of auto-frac naturally fractured reservoir / I.V. Maksimovskiy, A.G. Akimov, A.F. Yamaletdinov, M.A. Zhilina //

Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – 201. – P. 2723–2738. DOI: 10.2118/181991-MS

37. Jin J., Choe J. Positioning of an injection well by combining watercut matching and adjoint method // Proceedings of IAMG 2015 – 17th Annual Conference of the International Association for Mathematical Geosciences. – 2015. – P. 351–356.

38. Guo H.-Z., Li D.-M. Flagship application in high water cut horizontal well // Xinan Shiyou Daxue Xuebao. Journal of Southwest Petroleum University. – 2009. – № 31(1). – С. 107–110. DOI: 10.3863/j.issn.1674-5086.2009.01.026

39. Pu H., Yin D. Study of polymer flooding in class III reservoir and pilot test // Proceedings – SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – 2008. – № 1. – P. 10–25. DOI: 10.2118/109546-MS

40. Stirpe M.T., Guzman J., Manrique E., Alvarado V. Cyclic water injection simulations for evaluations of its potential in lagocinco field // Proceedings – SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, 2004. DOI: 10.2118/89378-MS

41. Thyne G. Evaluation of the effect of low salinity waterflooding for 26 fields in Wyoming // Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2011. – № 5. – P. 4390–4407. DOI: 10.2118/147410-MS

42. EOR mechanisms and field practice of flowing gel profiling/flooding / X.-C. Wu, H.-G. Wang, F.-X. Li, Q.-Q. Zeng // Oilfield Chemistry. – 2009. – 26(1). – P. 79–83.

43. Галкин С.В., Илюшин П.Ю. Прогноз динамики обводненности скважин в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 22–24.

44. Илюшин П.Ю., Галкин С.В. Прогноз обводненности продукции добывающих скважин Пермского края с применением аналого-статистических методов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – Т. 10, № 1. – С. 76–84.

45. Назарова Л.Н. Обоснование коэффициента извлечения нефти в зависимости от комплекса геолого-физических параметров пластов и насыщающих их флюидов: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина. – Москва, 2015.

46. Поплыгина И.С. Возможности повышения эффективности разработки залежи с высоковяз-

кой нефтью на территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13, № 11. – С. 57–66. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.11.6

References

1. Kudryashova D.A. Use of probabilistic and statistical methods for determination of the sources of water flow in candidate wells for water shut-off works (on example of the Visean reservoir of the Perm region field). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.17, no.1, pp.26-36. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.3
2. Rakintseva I.A. Geologicheskie prichiny prezhdevremennogo obvodneniia skvazhin Polaznenskogo mestorozhdeniia [Geological causes of premature well flooding of the Polazna field]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2007, no.9, pp.21-23.
3. Sarvarov A.R. Analiz prichin prezhdevremennogo obvodneniia produktsii skvazhin, ekspluatiruiushchikh plasty gruppy AV Samotlorskogo mestorozhdeniia [Analysis of the causes of premature flooding of wells producing reservoirs of the AV group of the Samotlor field]. *Oilfield engineering*, 2009, no.1, pp.21-25.
4. Kandakova T.V., Startsev I.S. Analiz vliianiia geologicheskogo stroeniia na obvodnennost produktsii turneiskoi zalezhi Etyshskogo mestorozhdeniia [Analysis of the influence of the geological structure on the water content of the Tournaisian reservoir of the Etyshskoye field]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2017, no.1, pp.153-155.
5. Osmanov B.A., Ozturk S.R., Salavatova R.Sh., Mustafaev K.I. Issledovanie faktorov, vliiaiushchikh na obvodnenie dobyvaiushchikh skvazhin [Factors affecting the development of irrigation production wells]. *Oilfield engineering*, 2014, no.5, pp.52-54.
6. Nekrasov A.S., Rakintseva L.N. Osnovnye prichiny obvodneniia ekspluatatsionnykh skvazhin mestorozhdenii Srednego Priobia (na primere Vostochno-Pridorozhnogo mestorozhdeniia) [The main reasons for the flooding of production wells of the Middle Priobye fields (on example of the East-Pridorozhnoye field)]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft i gaz*, 2004, no.5, pp.87-92.
7. Gadzhiev G.K., Aliev E.M., Bagirov Sh.A. Vliianie profilia naklonno napravlennykh skvazhin na obvodnennost ikh produktsii [Influence of deviated wells profiles on water-flooding of their product]. *Oilfield engineering*, 2014, no.9, pp.51-54.
8. Fattakhov I.G. Sistematizatsiia prichin proryva vody v dobyvaiushchie skvazhiny [Systematization of the causes of water breakthrough in production wells]. *Oilfield engineering*, 2011, no.12, pp.17-19.
9. Kochneva O.E., Limonova K.N. Evaluation water cutting wells and product Yasnopolyanskaya superhorizon Moskundinskogo deposit. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2014, vol.13, no.10, pp.66-72. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.6.
10. Nasyrov V.A., Shliapnikov Iu.V., Nasyrov A.M. Obvodnennost produktsii skvazhin i vliianie ee na oslozhniaiushchie faktory v dobyche nefi [Water production of wells and its influence on complicating factors in oil production]. *Ekspozitsiia Neft Gaz*, 2011, no.2 (14), pp.14-17.
11. Lysenkov E.A., Anosov E.V. Preduprezhdenie rannego obvodneniia skvazhin [Prevention of early wells flooding]. *Oil industry*, 2004, no.1, pp.61-63.
12. Sukubo I., Iyow O., Balogun O., Jude-Ofia I., Onunekwu, C. Water diagnostic analysis: The gains of integration. *Society of Petroleum Engineers - Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 2017, pp.1622-1638. DOI: 10.2118/189064-MS
13. Pirozhkov M. Introduction of innovative set for real-time process control used for watercut prediction. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 2015. DOI: 10.2118/177968-RU
14. Ogezi O., Strobel J., Egbuniwe D., Leonhardt B. Advanced data-driven performance analysis for mature waterfloods. Operational aspects of a biopolymer flood in a Mature Oilfield. *SPE - DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings*, 2014, no.3, pp. 1735-1751. DOI: 10.2118/174872-MS
15. Qu Y.G., Liu Y.T., Ding Z.P. Studies on the factors affecting watercut of a single well in a complicated fault-block reservoir by applying the numerical simulation method. *Petroleum Science and Technology*, no.30(23), pp.2478-2487. DOI: 10.1080/10916466.2010.516297
16. Saadatpoor E., Karami H., Al-Ajmi M.F. A new method for dynamic calculation of pattern allocation factors in waterflood monitoring. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 2012, no.1, pp.402-412. DOI: 10.2118/153802-MS
17. Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Poplygina I.S. Methods of polymer flooding of high-viscosity oil pools. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2015, vol.14, no.14, pp.39-51. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.5
18. Poplygin V.V., Wiercigroch M. Evaluation of the wave effect effectiveness in carbonate reservoirs

with high viscosity oil. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.18, no.2, pp.149-156. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.5

19. Gladkikh E.A., Khizhniak G.P. Rezultaty issledovaniia vodoizoliatsionnogo sostava na kernovoi modeli sloisto-neodnorodnogo plasta [Results of research of waterproofing composition on a core model of a layered heterogeneous formation]. *Oil industry*, 2017, no.11, pp.118-121. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-118-121

20. Kolganov V.I., Fomina A.A., Demin S.V., Morozova A.Iu. O "kovarnom" zakone obvodneniia i nefteotdachi karbonatnykh treshchinno-porovykh kollektorov [About the "guileful" law of flooding and oil recovery of carbonate fractured porous reservoirs]. *Oil industry*, 2008, no.1, pp.66-70.

21. Kazakov A.A., Solovov I.G. Dinamicheskaiia model obrazovaniia konusa obvodneniia vertikalnoi neflianoi skvazhiny [Dynamic model of formation of water cone of the vertical oil well]. *Vestnik Tiimenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft, gaz, energetika*, 2011, no.7, pp.52-58.

22. Azamatov M.A., Shorokhov A.N. Vnedrenie metoda operativnoi diagnostiki istochnikov obvodneniia neflianykh dobyvaiushchikh skvazhin [Application of the method for operative determination of production wells watering source]. *Oil industry*, 2011, no.12, pp.63-65.

23. Shuvalov S.A., Vinokurov V.A., Khlebnikov V.N. Primenenie polimernykh reagentov dlia uvelicheniia nefteotdachi plasta i vodoizoliatsii [Using polymeric agents for eor and waterproofing]. *Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefli i gaza im. I.M. Gubkina*, 2013, no.4 (273), pp.98-107.

24. Izbreht a.v., Panikarovskii E.V., Kustyshev A.V. Metody i vodoizoliruiushchie kompozitsii dlia provedeniia remontno-izoliatsionnykh rabot v neflianykh i gazovykh skvazhinakh [Methods and water-isolating compositions used for performing repair-isolation work in oil and gas wells]. *Stroitelstvo neflianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2013, no.6, pp.31-34.

25. Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Andreev D.V., Averina I.V., Sidorenko D.D., Glazyrin S.N. Opyt i perspektivy primeneniia tekhnologii ogranicheniia vodopritoka na mestorozhdeniiakh Permskogo kraia [Experience and prospects of application of water inflow limitation in the fields of Perm region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neflianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2016, no.9, pp.41-45.

26. Kulikov A.N., Silin M.A., Magadova L.A., Eliseev D.Iu. Optimizatsiia posledovatelnosti primeneniia tekhnologii ogranicheniia vodopritokov i

povysheniia nefteotdachi plasta v khode razrabotki zalezhei nefli [Optimization of the sequence of application of technologies to limit water inflow and enhance oil recovery during the development of oil deposits]. *Territoriia Neftgaz*, 2013, no.4, pp.64-69.

27. Kulikov A.N. Metodika vybora skvazhin dlia provedeniia rabot po ogranicheniiu vodopritokov i vosstanovleniiu dobyvaiushchego fonda [Methodology of well selection for carrying out work aimed at water inflow limitation and producing wells renewal]. *Oilfield engineering*, 2012, no.7, pp.19-23.

28. Kunakova A.M., Duriagin V.N., Strizhnev K.V., Mardashov D.V., Duriagina A.M. Neorganicheskaiia geleobrazuiushchaia kompozitsiia dlia ogranicheniia vodopritoka v karbonatnykh treshchinovato-porovykh kollektorakh [Inorganic gel-forming composition for water shut-off in carbonate reservoir of fractured-porous type]. *Oil industry*, 2015, no.11, pp.114-116.

29. Batrashkin V.P. Algoritm vybora skvazhin dlia primeneniia kombinirovannogo vozdeistviia so storony nagnetatelnoi i dobyvaiushchei skvazhin na neodnorodnye neflenasyshchennye kollektory [The algorithm for selecting wells for the application of the combined effects of the injection and production wells on heterogeneous oil-saturated reservoirs]. *Avtomatizatsiia, telemekhanizatsiia i sviaz v neflianoi promyshlennosti*, 2007, no.9, pp.33-39.

30. Sulima S.A., Sonich V.P., Misharin V.A., Isachenko V.M., Bulatov R.A., Samsonenko D.V. Potokootkloniiaushchie tekhnologii - osnovnoi metod regulirovaniia razrabotki vysokozavodnennykh zalezhei [Baffling technologies - main method to control development of highly watered deposits]. *Oil industry*, 2004, no.2, pp.44-50.

31. Mamchistova E.I., Zviagin E.M., Guso M., Valiev O.V., Kovalenko E.F., Tapilin V.N. Meropriiatiia po ogranicheniiu pritoka plastovykh vod i povysheniui produktivnosti skvazhin [Measures to limit the inflow of reservoir water and increase well productivity]. *Nauchnyi forum. Sibir*, 2015, no.1, pp.53-55.

32. Keller Iu.A. Razrabotka iskusstvennykh neuronnykh setei dlia predskazaniia tekhnologicheskoi effektivnosti ot vyravnivaniia profilii priemistosti [Design of artificial neural networks for predicting the technological efficiency of improving water injection profile]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2014, vol.325, no.5, pp.60-65.

33. Sagyndikov M., Mukhambetov B., Orynbasar Y., Nurbulatov A., Aidarbayev S. Evaluation of polymer flooding efficiency at brownfield development stage of giant Kalamkas oilfield, western Kazakhstan. *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. Astana 2018*. DOI: 10.2118/192555-MS

34. Liu Y., Wu H., Hou J., Wei C., Ren W. An injection/production rate allocation method applied for polymer-surfactant flooding. *Journal of Engineering Research*, 5(2), pp.250-267
35. Al Sofi A.M., Wang J., Al Shuaibi A.A., Al Ghamdi F.A., Kaidar Z.F. Systematic development and laboratory evaluation of secondary polymer augmentation for a slightly viscous Arabian heavy reservoir. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, MEOS, Proceedings, 2017, pp.2757-2764. DOI: 10.2118/183793-MS
36. Maksimovskiy I.V., Akimov A.G., Yamaletdinov A.F., Zhilina M.A. Waterflooding optimization in case of auto-frac naturally fractured reservoir. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, 2016, pp.2723-2738. DOI: 10.2118/181991-MS
37. Jin J., Choe J. Positioning of an injection well by combining watercut matching and adjoint method. *Proceedings of IAMG 2015 - 17th Annual Conference of the International Association for Mathematical Geosciences*, 2015, pp.351-356.
38. Guo H.-Z., Li D.-M. Flagship application in high water cut horizontal well. *Xinan Shiyou Daxue Xuebao. Journal of Southwest Petroleum University*, 2009, no.31(1), pp. 107-110. DOI: 10.3863/j.issn.1674-5086.2009.01.026
39. Pu H., Yin D. Study of polymer flooding in class III reservoir and pilot test. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 2008, no.1, pp.10-25. DOI: 10.2118/109546-MS
40. Stirpe M.T., Guzman J., Manrique E., Alvarado V. Cyclic water injection simulations for evaluations of its potential in lagocinco field. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, 2004. DOI: 10.2118/89378-MS
41. Thyne G. Evaluation of the effect of low salinity waterflooding for 26 fields in Wyoming. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2011, no.5, pp.4390-4407. DOI: 10.2118/147410-MS
42. Wu X.-C., Wang H.-G., Li F.-X., Zeng Q.-Q. EOR mechanisms and field practice of flowing gel profiling/flooding. *Oilfield Chemistry*, 2009, 26(1), pp. 79-83.
43. Galkin S.V., Iliushin P.Iu. Prognoz dinamiki obvodnennosti skvazhin v razlichnykh geologo-tekhnologicheskikh usloviyakh razrabotki neftiannykh mestorozhdenii [Forecast of wells water cut in different geological and technological conditions of oil field development]. *Oil industry*, 2011, no.10, pp.22-24.
44. Ilyushin P.Y., Galkin S.V. Forecast water cut production wells perm with the a-statistical methods. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2011, vol.10, no.1, pp.76-84.
45. Nazarova L.N. Obosnovanie koeffitsienta izvlecheniia nefi v zavisimosti ot kompleksa geologo-fizicheskikh parametrov plastov i nasyshchaiushchikh ikh fliuidov [Substantiation of the oil recovery factor depending on the complex of geological and physical parameters of the formations and the fluids that saturate them]. Doctor's degree dissertation. Moscow, 2015.
46. Poplygina I.S. Opportunities of improved development of high-viscosity oil pool in Perm kray. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2014, vol.13, no.11, pp.57-66. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.11.6

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Поплыгина И.С., Уирсигрох М. Экспресс-прогнозирование перемещения фронта вытеснения на залежи с высоковязкой нефтью // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №2. – С.175–183. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.7

Please cite this article in English as:

Poplygina I.S., Wiercigroch M. Express forecasting of displacement front movement on deposits with high oil viscosity. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.2, pp.175-183. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.7