ПРОГНОЗ ОБВОДНЕННОСТИ ПОСЛЕ ОПТИМИЗАЦИИ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫТЕСНЕНИЯ

В.А. Грищенко, С.С. Пожиткова, В.Ш. Мухаметшин*, Р.Ф. Якупов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Water Cut Forecast After Downhole Pumping Equipment Optimization Based On Displacement Characteristics

V.A. Grishchenko, S.S. Pozhitkova, V.Sh. Mukhametshin*, R.F. Yakupov

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

The article deals with the issue of water cut predicting when downhole pumping equipment optimizing. In practice, an expert assessment of this parameter is used as a rule, which does not take into account the degree of planned optimization relative to the current mode. The paper proposes a methodology allowing taking into account the dynamics of planned fluid withdrawals in predicting water cut based on displacement characteristics. To solve the described problem, four characteristics were selected with a certain type of statistical dependence, where, in one part of the equation, fluid withdrawals do not depend on oil withdrawals. This allows, by setting different values of fluid production, to predict oil production and water cut at any time period. On the example of deposits of one of the regions of the Ural-Volga region, the most suitable for certain geological conditions displacement characteristics were determined. Look back analysis shows a high degree of convergence between the calculated and actual water cut indicators – the average absolute deviation is 1.9%, which allows forecasting with sufficient accuracy.

Keywords:

Oil fields development;
Production stimulation;
Displacement characteristics;
Water cut.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

В процессе разработки нефтяных месторождений, как правило, проводится комплекс геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на поддержание работы фонда и интенсификацию выработки запасов [1–11]. Одним из наиболее часто проводимых ГТМ является оптимизация глубинно-насосного оборудования или интенсификация добычи нефти (ИДН). Суть мероприятия заключается в создании большей депрессии за счёт снижения забойного давления, что способствует увеличению притока жидкости в скважину. В связи с тем, что данный вид ГТМ является малозатратным относительно прочих видов, он нашёл широкое применение в процессе эксплуатации нефтяных месторождений.

По мере выработки запасов нефтяных залежей в скважинной продукции постепенно увеличивается доля воды (закачиваемой либо пластовой) [12–16]. На темп роста обводнённости оказывают влияние различные факторы, такие как: осо-

бенности геологического строения, темп отбора запасов и заводнения, кратность промывки пласта и т.д. [17–22]. Учёт большей части влияющих параметров возможен при использовании геолого-гидродинамических моделей, однако данный инструмент является достаточно громоздким и сложным для решения оперативных задач по изменению режимов работы скважин. В связи с этим требуется разработка методических подходов к прогнозированию параметров работы скважин при изменении забойного давления [23–25].

Радиальный установившийся однофазный приток к скважине описывается формулой:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (\bar{P} - P_{wf})}{B \cdot \mu \cdot \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S_{tot} \right)} \cdot (100 - n_e) \cdot \rho_n / 100, \quad (1)$$

где q – приток флюида к скважине, м³/с; k – абсолютная проницаемость коллектора, м²; h – эффективная мощность коллектора, м; μ – вязкость флюида, Па·с; B – коэффициент объёмного расширения флюида, ед.; $\bar{P}$ – среднее давление

*E-mail: vsh@of.ugntu.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200582>

на контуре питания, Па; P_{wf} – забойное давление в скважине, Па; r_e – радиус контура питания, м; r_w – радиус скважины, м; S_{tot} – совокупный скин-фактор, ед.; n_e – обводнённость продукции, %; ρ_n – плотность нефти, т/м³.

Формулу (1) для определения дебита флюида на скважине для случая радиального установившегося притока можно записать также следующим образом:

$$q = PI \cdot (\bar{P}_r - P_{wf}) \cdot (100 - n_e) \cdot \rho_n / 100, \quad (2)$$

где $PI = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{B \cdot \mu \cdot (\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S_{tot})}$ – индекс продуктивности скважины, м³/(Па·с).

Поскольку при изменении забойного давления не происходит прямого воздействия на призабойную зону скважины, то можно предположить, что при эксплуатации в режиме выше давления насыщения продуктивность после оптимизации не изменится, а в режиме ниже давления насыщения изменится с учётом поправки Вогеля [26–28]. Для упрощения рассмотрим первый случай. Исходя из предположения, что при отсутствии осложняющих геологических факторов, таких как: активная подошвенная вода в водонефтяных зонах; высокая анизотропия свойств по разрезу в сложнопостроенных коллекторах и т.д., индекс продуктивности остаётся неизменным при снижении забойного давления, изменение дебита после ИДН можно записать в следующем виде:

$$\frac{q_n^1}{q_n^2} = \left(\frac{\bar{P}_r - P_{wf}^1}{\bar{P}_r - P_{wf}^2} \right) \cdot \left(\frac{100 - n_e^1}{100 - n_e^2} \right) / 100, \quad (3)$$

где q_n^1 – дебит нефти до ИДН, т/сут; q_n^2 – дебит нефти после ИДН, т/сут; P_{wf}^1 – забойное давление до ИДН, МПа; P_{wf}^2 – забойное давление после ИДН, МПа; n_e^1 – обводнённость продукции до ИДН, %; n_e^2 – обводнённость продукции после ИДН, %.

Изменение дебита жидкости будет определяться первым множителем формулы (2), которая представляет собой изменение депрессии. Вычисление данного параметра не представляет больших трудностей, поскольку зависит только от изменения забойного давления. Для последующего расчёта дебита нефти необходимо определение обводнённости после ИДН. Данный вопрос широко рассматривался в работах [29, 30]. На практике при реализации большого количества мероприятий, как правило, не удаётся получить устойчивые зависимости изменения обводнённости от каких-либо параметров с достаточной степенью достоверности и высокой прогнозной способностью. В связи с этим, зачастую при прогнозе обводнённости используется экспертная оценка, основанная на опыте разработки конкретного участка недр. В целом, результаты показывают сходимость подобных прогнозов с фактическими запускными параметрами, но

в некоторых случаях отклонение показателей является критическим и существенно увеличивает степень отклонения. Для решения данной проблемы требуется разработка методического подхода, который с одной стороны будет основан на объективной оценке параметров и позволит повысить достоверность прогнозирования, а с другой будет более простым и оперативным в использовании в сравнении с полномасштабной гидродинамической моделью.

В данной работе в качестве одного из возможных путей решения указанного вопроса рассмотрена возможность применения характеристик вытеснения. Характеристики вытеснения представляют собой различные зависимости между величинами отборов нефти, воды и жидкости [31]. Основное назначение данных зависимостей – это определение величины извлекаемых запасов или конечного коэффициента извлечения нефти при существующей системе разработки [32–38]. Таким образом, их главной целью является оценка конечной точки при разработке нефтяных залежей, которая, как правило, определяется установленным ограничением – предельной обводнённостью продукции. Для решения вопроса прогноза обводнённости после ИДН необходим поиск не последней точки на зависимости, а значения на каждом шаге характеристики вытеснения, зависящей от величины отборов жидкости. Характеристики вытеснения, с помощью которых возможно решить эту проблему, должны иметь определённый вид – одна часть уравнения должна содержать добычу жидкости, вторая – добычу нефти или жидкости в сочетании с нефтью. В таком случае возможно определить прогнозный отбор жидкости после ИДН и в дальнейшем оценить добычу нефти и обводнённость. В данной работе в качестве подобных характеристик рассмотрены четыре зависимости, представленные в таблице 1.

Представленные в таблице 1 характеристики отвечают необходимому требованию по виду уравнения. Рассмотрим в качестве примера прогноз по одной скважине на основе зависимости Сазонова Б.Ф. В качестве входных данных использована динамика отборов нефти и жидкости, по которым построена зависимость на рисунке 1.

На полученной характеристике выделяется прямолинейный участок на основе последних значений, по которому возможно сделать прогноз последующих точек на кривой (рис. 2).

Получив по фактическим данным уравнение, представленное на рисунке 2, можно, задаваясь различными величинами отборов жидкости, спрогнозировать отбор нефти и обводнённость. Прогнозный дебит жидкости можно рассчитать по формуле Дюпюи, изменяя забойное давление, предельное значение которого определяется техническим и геологическим потенциалом. Аналогично проводятся расчёты по другим характеристикам из таблицы 1. Результаты расчёта для рассматриваемой скважины приведены в таблице 2.

Таблица 1	
Используемые характеристики вытеснения	
Автор	Характеристика вытеснения
Сипачёв-Посевич	$\frac{V_{*}}{V_n} = a \cdot V_{*} + b$
Сазонов Б.Ф.	$\ln V_{*} = a \cdot V_n + b$
Пирвердян А.М.	$V_n \cdot \sqrt{V_{*}} = a \cdot \sqrt{V_{*}} + b$
Камбаров Г.С.	$V_n = a + \frac{b}{V_{*}}$

Примечание: V_{*} – накопленный отбор жидкости, м³; V_n – накопленный отбор нефти, тыс. т.; a, b – постоянные коэффициенты уравнений, определяемые путем обработки фактических промысловых данных методами математической статистики.

Из таблицы 2 видно, что результаты расчётов по выбранным характеристикам показывают недостаточно близкие значения, чтобы их можно было применять с достаточной степенью достоверности. Для повышения точности

прогноза необходимо адаптировать методику к конкретным геологическим условиям. Для этого рассмотрим несколько нефтяных месторождений, расположенных на территории Республики Башкортостан. Для проведения анализа 412 скважин с выполненными операциями ИДН, имеющих достоверные замеры дебитов до и после мероприятия, а также с отсутствием технологических проблем при реализации (поглощения технологических жидкостей). Скважины эксплуатируют различные пласты, которые можно объединить в пять нефтегазоносных толщ (НГТ) по схожести геологических условий. Карбонатные толщи включают в себя: карбонатную толщу верхнего девона (КТВД), карбонатную толщу нижнего карбона (КТНК) и карбонатную толщу среднего карбона (КТСК), а терригенные включают терригенную толщу девона (ТТД) и терригенную толщу нижнего карбона (ТТНК). Для каждой скважины проведён ретроспективный анализ – выполнен прогноз показателей на момент проведения ИДН и сравнение с фактическими результатами, дебит жидкости в прогнозе задавался равным фактическому. Результаты средних отклонений по обводнённости после ИДН представлены в таблице 3.

В таблице 3 выделены значения минималь-

Таблица 2						
Результаты расчётов для рассматриваемой скважины						
Показатель	Значение					
	Факт	Прогноз				
		Сипачёв-Посевич	Сазонов Б.Ф.	Пирвердян А.М.	Камбаров Г.С.	В среднем
Дебит жидкости, м ³ /сут	313	674	674	674	674	674
Обводнённость, %	75.0	75.1	76.9	77.1	77.8	76.7
Дебит нефти, т/сут	68.0	146.3	135.5	134.0	130.0	136.4
Прирост дебита нефти, т/сут	-	78.3	67.5	66.0	62.0	68.4

ных отклонений расчётных и фактических значений для каждой характеристики в пределах одной НГТ. В итоге для каждой группы геологических объектов установлена характеристика вытеснения, наиболее подходящая для прогноза обводнённости после ИДН. На рисунке 3 представлено сопоставление расчётных и фактических значений обводнённости по двум вариантам – с осреднением показателей по четырём характеристикам и расчёт, адаптированный согласно таблице 3.

На рисунке 3 видно, что использование различных характеристик вытеснения к определённым геологическим условиям позволило существенно повысить точность прогнозирования – среднее абсолютное отклонение при осреднении всех характеристик составляет 3.2 %, по адаптированному расчёту 1.9 %, что меньше в 1.7 раза. Величина среднего отклонения в зависимости от

обводнённости до ИДН представлена на рисунке 4.

Согласно рисунку 4 с ростом обводнённости увеличивается средняя величина абсолютного отклонения. Это может быть связано с различными факторами, такими как: погрешность определения доли воды в потоке при больших значениях, влияние близости фронта нагнетаемой воды и контура нефтеносности при повышении степени выработки запасов и т.д. Данный факт необходимо учитывать в качестве риска при планировании ИДН с использованием предложенной методики, реализованной в виде программного продукта, позволяющего выполнять оперативный прогноз обводнённости и дебитов нефти. Варьируя значения дебитов жидкости, возможен прогноз остальных параметров, что позволяет в дальнейшем выполнить экономическую оценку и выбрать наиболее эффективный вариант оптимизации глубинно-насосного оборудования.

Таблица 3				
Средние отклонения расчётных и фактических показателей				
НГТ	Среднее абсолютное отклонение обводнённости, %			
	Сипачёв-Посевич	Сазонов Б.Ф.	Пирвердян А.М.	Камбаров Г.С.
КТВД	2.4	2.6	1.8	5.2
КТНК	2.9	3.2	2.0	3.9
КТСК	3.5	6.2	4.4	5.2
ТТД	4.6	8.3	4.7	2.4
ТТНК	1.6	2.5	3.6	3.1

Выводы

1. Рассмотрен вопрос прогнозирования обводнённости после проведения оптимизации глубинно-насосного оборудования.
2. Для решения задачи объективной оценки с учётом планируемых отборов жидкости использованы характеристики вытеснения с определённым видом статистических зависимостей.
3. Разработан программный комплекс, позволяющий провести оперативный прогноз показателей. Преимуществом методики является минимальное количество входных параметров – динамика отборов нефти и жидкости, а также планируемый дебит жидкости после ИДН.
4. На основе ретроспективного анализа нескольких месторождений республики Башкортостан для различных геологических условий определены наиболее подходящие характеристики вытеснения, прогноз по которым показывает наилучшую сходимость с фактическими результатами.
5. Анализ отклонений показывает, что при увеличении обводнённости увеличивается степень отклонения расчётных показателей от фактических, что необходимо учитывать в виде риска при планировании ИДН с использованием предложенной методики.

Литература

1. Грищенко, В. А., Баширов, И. Р., Мухаметшин, М. Р., Бильданов, В. Ф. (2018). Особенности применения проппантно-кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях Республики Башкортостан. *Нефтяное хозяйство*, 12, 120-122.
2. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.
3. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SP1, 68-76.
4. Валиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
5. Gonzalez, I. J. F., Gammiero, A., Llamado, M. A. (2012, April). Design of a neural network model for predicting well performance after water shutoff treatments using polymer gels. SPE-153908-MS. In: *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers.
6. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), 55-61.
7. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SP1, 98-108.
8. Сулейманов, Б. А., Валиев, Э. Ф. (2016). О влиянии гранулометрического состава и наноразмерных добавок на качество изоляции затрубного пространства в процессе цементирования скважин. *SOCAR Proceedings*, 4, 4-10.

9. Велиев, Э. Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
10. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.
11. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.
12. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
13. Зейгман, Ю. В., Сергеев, В. В. (2015). Опытнo-промышленное внедрение комплексной технологии интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов. *Нефтепромысловое дело*, 8, 32-37.
14. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.
15. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой, *SOCAR Proceedings*, SP1, 88-97.
16. Webb, K. J., Black, C. J. J., Tjetland, G. (2005, November). A laboratory study investigating methods for improving oil recovery in carbonates. SPE-IPTC-10506-MS. In: *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
17. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
18. Ахметов, Р. Т., Маляренко, А. М., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
19. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
20. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
21. Азизов, Х. Ф., Лопухов, А. Н. (2010). Статистический анализ технологической эффективности геолого-технических мероприятий на Самотлорском месторождении. *Нефтяное хозяйство*, 6, 74-77.
22. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 331, 5, 140-146.
23. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.
24. Лысенко, В. Д. (2009). Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. Москва: Недра-Бизнесцентр.
25. Мухаметшин, В. Ш., Зейгман, Ю. В., Андреев, А. В. (2017). Экспресс-оценка потенциала добычных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(3), 20-34.
26. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.
27. Vogel, J. V. (1968). Inflow performance relationships for solution-gas drive wells. *Journal of Petroleum Technology*, 20(1), 83-92.
28. Юнусова, Э. А., Майский, Р. А., Харисов, М. Н., Юнусова, Г. Ф. (2017). Анализ эффективности применения индикаторной кривой Вогеля при прогнозировании дебита нефти. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 2(108), 23-31.
29. Мосунов, А. Ю., Сонич, В. П., Черемисин, Н. А. (2004). Условия успешного применения форсированного отбора жидкости на месторождениях Западной Сибири. Труды Международного технологического симпозиума «Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений». Москва.
30. Овнатанов, С. Т., Карапетов, К. А. (1967). Форсированный отбор жидкости. Москва: Недра.
31. Савельев, В. А., Токарев, М. А., Чинаров, А. С. (2008). Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи. Ижевск: Удмуртский университет.
32. Хайрединов, Н. Ш., Попов, А. М., Мухаметшин, В. Ш. (1992). Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 9, 18-20.
33. Аббасов, А. А., Аббасов, Э. М., Исмаилов, Ш. З., Сулейманов, А. А. (2021). Оценка эффек-

тивности процесса заводнения нефтяных пластов на основе емкостно-резистивной модели с нелинейным коэффициентом продуктивности. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.

34. Мухаметшин, В. В. (2018). Оценка эффективности использования нанотехнологий после завершения строительства скважин, направленных на ускорение ввода месторождений нефти в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 10(1), 113-131.

35. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SP1, 77-87.

36. Муслимов, Р. Х. (2016). Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН. *Нефть. Газ. Новации*, 4, 8-17.

37. Яртиева, А. Ф., Хакимзянов, И. Н., Петров, В. Н., Идиятуллина, З. С. (2016). Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов республики Татарстан: монография. *Казань: ИХЛАС*.

38. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

References

1. Grishchenko, V. A., Bashirov, I. R., Mukhametshin, M. R., Bildanov, V.F. (2018). Features of application of proppant-acid fracturing technology o in the fields of the Republic of Bashkortostan. *Oil Industry*, 12, 120-122.

2. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L.S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

3. Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in conducting multi-zone hydraulic fracturing on the oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

4. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.

5. Gonzalez, I. J. F., Gammiero, A., Llamedo, M. A. (2012, April). Design of a neural network model for predicting well performance after water shutoff treatments using polymer gels. SPE-153908-MS. In: *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers*.

6. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V.E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21(3), 55-61.

7. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

8. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016). The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *SOCAR Proceedings*, 4, 4-10.

9. Veliyev, E. F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.

10. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V.V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.

11. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Teche Quimica*, 15(30), 725-733.

12. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: *SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

13. Zeigman, Yu. V., Sergeev, V. V. (2015). Pilot introduction of the complex intensification technology of oil production from carbonate reservoirs. *Oilfield Engineering*, 8, 32-37.

14. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L.S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.

15. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

16. Webb, K. J., Black, C. J. J., Tjetland, G. (2005, November). A laboratory study investigating methods for improving oil recovery in carbonates. SPE-IPTC-10506-MS. In: *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

17. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

18. Akhmetov, R. T., Malyarenko, A. M., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in western siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.

19. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
20. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
21. Azizov, Kh. F., Lopukhov, A.N. (2010). Statistical analysis of technological efficiency of geological and engineering operations in Samotlor oilfield. *Oil Industry*, 6, 74-77.
22. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(5), 140-146.
23. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.
24. Lysenko, V. D. (2009). Development of oil fields. Effective methods. *Moscow: Nedra-Business Center*.
25. Mukhametshin, V. Sh., Zeigman, Yu. V., Andreev, A. V. (2017). Rapid assessment of deposit production capacity for determination of nanotechnologies application efficiency and necessity to stimulate their development. *Nanotechnologies in Construction*, 9(3), 20-34.
26. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.
27. Vogel, J. V. (1968). Inflow performance relationships for solution-gas drive wells. *Journal of Petroleum Technology*, 20(1), 83-92.
28. Yunusova, E. A., Maiski, R. A., Kharisov, M. N., Yunusova, G.F. (2017). Analysis of application efficiency of Vogel's inflow performance relationship for forecasting of oil production rate. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2(108), 23-31.
29. Mosunov, A. Yu., Sonich, V. P., Cheremisin, N. A. (2004). Conditions for the successful application of forced fluid extraction in the fields of Western Siberia. *Proceedings of the International Technological Symposium «New technologies for the development of oil and gas fields»*. Moscow.
30. Ovnatanov, S. T., Karapetov, K. A. (1967). Forced fluid extraction. *Moscow: Nedra*.
31. Saveliev, V. A., Tokarev, M. A., Chinarov, A. S. (2008). Geological and field methods of oil recovery forecast. *Izhevsk: Udmurt University*.
32. Khayredinov, N. Sh., Popov, A. M., Mukhametshin, V. Sh. (1992). Increasing the flooding efficiency of poor-producing oil deposits in carbonate collectors. *Oil industry*, 9, 18-20.
33. Abbasov, A. A., Abbasov, E. M., Ismayilov, Sh. Z., Suleymanov, A.A. (2021). Waterflooding efficiency estimation using capacitance-resistance model with non-linear productivity index. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.
34. Mukhametshin, V. V. (2018). Efficiency estimation of nanotechnologies applied in constructed wells to accelerate field development. *Nanotechnologies in Construction*, 10 (1), 113-131.
35. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the bavlinskoye oil field pashiyan formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.
36. Muslimov, R. Kh. (2016). A new strategy for the development of oil fields in modern Russia is to optimize production and maximize KIN. *Oil. Gas. Novation's*, 4, 8-17.
37. Yartiev, A. F., Khakimzyanov, I. N., Petrov, V. N., Idiyatullina, Z.S. (2016). Improving technologies for the development of oil reserves from heterogeneous and complex reservoirs of the Republic of Tatarstan: monograph. *Kazan: Ikhlas*.
38. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

Прогноз обводненности после оптимизации глубинно-насосного оборудования на основе характеристик вытеснения

В.А. Грищенко, С.С. Пожиткова, В.Ш. Мухаметшин, Р.Ф. Якупов
Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

В статье рассмотрен вопрос, касающийся прогноза обводнённости при проведении оптимизации глубинно-насосного оборудования. На практике, как правило, используется экспертная оценка данного параметра, не учитывающая степень планируемой оптимизации относительно текущего режима. В работе предложена методика, позволяющая учитывать динамику планируемых отборов жидкости в прогнозе обводнённости, основанная на характеристиках вытеснения. Для решения описанной задачи выбраны четыре характеристики с определённым видом статистической зависимости, где в одной части уравнения отборы жидкости не зависят от отборов нефти. Это позволяет, задаваясь различными значениями отборов жидкости, прогнозировать отборы нефти и обводнённость на любой момент времени. На примере месторождений одного из регионов Урало-Поволжья определены характеристики вытеснения, наиболее подходящие для определённых геологических условий. Ретроспективный анализ показывает высокую степень сходимости расчётных и фактических показателей обводнённости – среднее абсолютное отклонение составляет 1,9 %, что позволяет проводить прогноз с достаточной точностью.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений; интенсификация добычи; характеристики вытеснения; обводнённость.

Sıxışdırma göstəricilərinə əsasən dərinlik nasosu avadanlığının optimallaşdırılmasından sonra sulaşmanın proqnozu

V.A. Qrişenko, S.S. Pojitkova, V.Ş. Muhametşin, R.F. Yakupov
Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə dərinlik nasosu avadanlığının optimallaşdırılmasının aparılması zamanı sulaşmanın proqnozlaşdırılması məsələsinə baxılmışdır. Təcrübədə, bir qayda olaraq, bu parametrin cari rejimə dair planlaşdırılan optimallaşdırmanın dərəcəsini nəzərə almayan ekspert qiymətləndirməsindən istifadə olunur. Məqalədə sulaşma proqnozunda planlaşdırılan maye çıxarılmaları dinamikasını nəzərə almağa imkan verən, sıxışdırma xarakteristikalarına əsaslanan metodika təklif edilmişdir. Təsvir edilmiş məsələnin həlli üçün statistik asılılığın müəyyən növünə aid dörd xarakteristika seçilmişdir ki, burada tənliyin bir hissəsində maye çıxarılmaları neft çıxarılmalarından asılı olmur. Bu, mayenin çıxarılmasının müxtəlif qiymətlərini verməklə istənilən vaxt üçün neftin çıxarılmasının və sulaşmanın proqnozlaşdırılmasına imkan verir. Ural-Volqaboyu regionlardan birinin yataqlarının təmsalında müəyyən geoloji şərait üçün daha uyğun sıxışdırma xarakteristikası müəyyən edilmişdir. Retrospektiv analiz sulaşmanın hesablanmış və faktiki göstəricilərinin yüksək dərəcədə uyğun gəlməsinin göstərir – orta mütləq sapma 1.9% təşkil edir, bu isə proqnozu kifayət qədər dəqiqliklə aparmağa imkan verir.

Açar sözlər: neft yataqlarının işlənməsi; hasilatın intensivləşdirilməsi; sıxışdırmanın xarakteristikası; sulaşma.