

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.113-122>

EDN KEOIJU

УДК 622.276.1/4.001.57+622.276.432

Определение оптимального времени обработки нагнетательных скважин нефтяного пласта с помощью гидродинамического моделирования

Зольников Д.Н.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Determination of the optimal working time of injection wells of an oil reservoir using hydrodynamic modeling

D.N. Zolnikov

Tyumen petroleum research center LLC, Tyumen, Russia

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

E-mail: DN_Zolnikov2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Определяется оптимальное время обработки нагнетательных скважин посредством расчетов на синтетической гидродинамической модели. Исследуемый пласт в виду геологических условий разделен на три зоны: смешанный песчаник (ZA), смешанный песчаник в переходной зоне (ZB), низкопроницаемый коллектор (ZC).

Рассматривается определение времени обработки нагнетательных скважин по зоне «ZB». При осредненных технологических параметрах скважин и геологическим условиям оптимальное время обработки нагнетательных скважин по зоне «ZB» составило 4 мес. с приростом добычи нефти по элементу 1154.5 т, и приростом чистой приведенной стоимости 1.29 % за 20 лет. При изменении геологических и технологических условий оптимальное время обработки изменялось от 2 до 8 мес. С целью максимизации добычи нефти и экономического эффекта необходимо учитывать геологические и технологические параметры при определении оптимального времени обработки нагнетательных скважин.

Материалы и методы. Результаты расчетов на синтетической гидродинамической модели (многовариантное моделирование). Анализ влияния геологических и технологических параметров на оптимальное время отработки нагнетательных скважин.

Ключевые слова: *нефтяной пласт, отработка нагнетательных скважин, прирост добычи нефти, гидродинамическое моделирование*

Для цитирования: Зольников Д.Н. Определение оптимального времени отработки нагнетательных скважин нефтяного пласта с помощью гидродинамического моделирования // Нефтяная провинция.- 2023.-№4(36).-С. 113-122. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.113-122>. - EDN KEOIJU

Abstract. The optimal working time of injection wells is determined by calculations based on a synthetic hydrodynamic model. The formation under study is divided into three zones due to geological conditions: mixed sandstone (ZA), mixed sandstone in the transition zone (ZB), low-permeability reservoir (ZC).

The determination of the working time of injection wells in the zone «ZB» is considered. With the averaged technological parameters of wells and geological conditions, the optimal time for working out injection wells in the «ZB» zone was 4 months with an increase in oil production by element 1154.5 tons, and an increase in net present value of 1.29 % over 20 years. When geological and technological conditions changed, the optimal working time varied from 2 to 8 months. In order to maximize oil production and economic effect, it is necessary to take into account the geological and technological parameters when determining the optimal time for working out injection wells.

Materials and methods. The results of calculations based on a synthetic hydrodynamic model (multivariate modeling). Analysis of the influence of geological and technological parameters on the optimal working time of injection wells.

Keywords: *oil reservoir, development of injection wells, increase in oil production, hydrodynamic modeling*

For citation: D.N. Zolnikov Opredeleniye optimal'nogo vremeni otrabotki nagnetatel'nykh skvazhin neftyanogo plasta s pomoshch'yu gidrodinamicheskogo modelirovaniya [Determination of the optimal working time of injection wells of an oil reservoir using hydrodynamic modeling]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(36), 2023. pp. 113-122. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.113-122>. EDN KEOIJU (in Russian)

Введение

Оптимальное время отработки на нефть и перевод в поддержание пластового давления нагнетательных скважин различны для разных геологических и технологических условий [1-3]. В настоящий момент все нагнетательные скважины исследуемого эксплуатационного объекта отработываются на нефть в течении единого времени, обоснованного в проектном

технологическом документе. Требуется дифференцировать оптимальное время отработки в зависимости от геологических и технологических условий.

Общие сведения об объекте моделирования

Объектом моделирования является нефтяной пласт одного из месторождений Западно-Сибирского газонефтяного комплекса. Изучаемый объект, обозначим его условно X., неоднороден по площади и в литофациальном плане представлен переходной зоной от крупнозернистого и смешанного песчаника к алевролито-глинистым отложениям (Рис. 1). Площадь пласта разделена на три зоны в зависимости от типа коллектора – смешанный песчаник (ZA), смешанный песчаник в переходной зоне (ZB), низкопроницаемый коллектор (ZC) (Рис. 2).

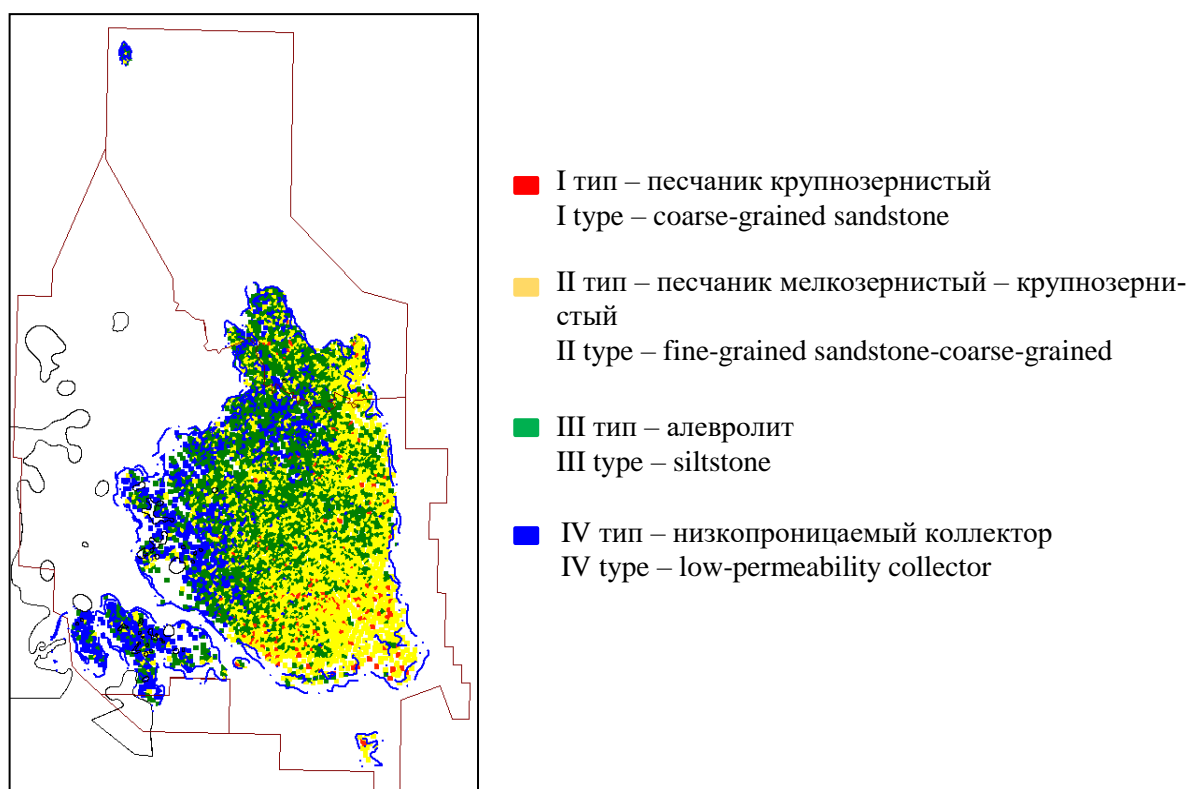


Рис. 1. Карта распространения типов коллекторов по исследуемому пласту

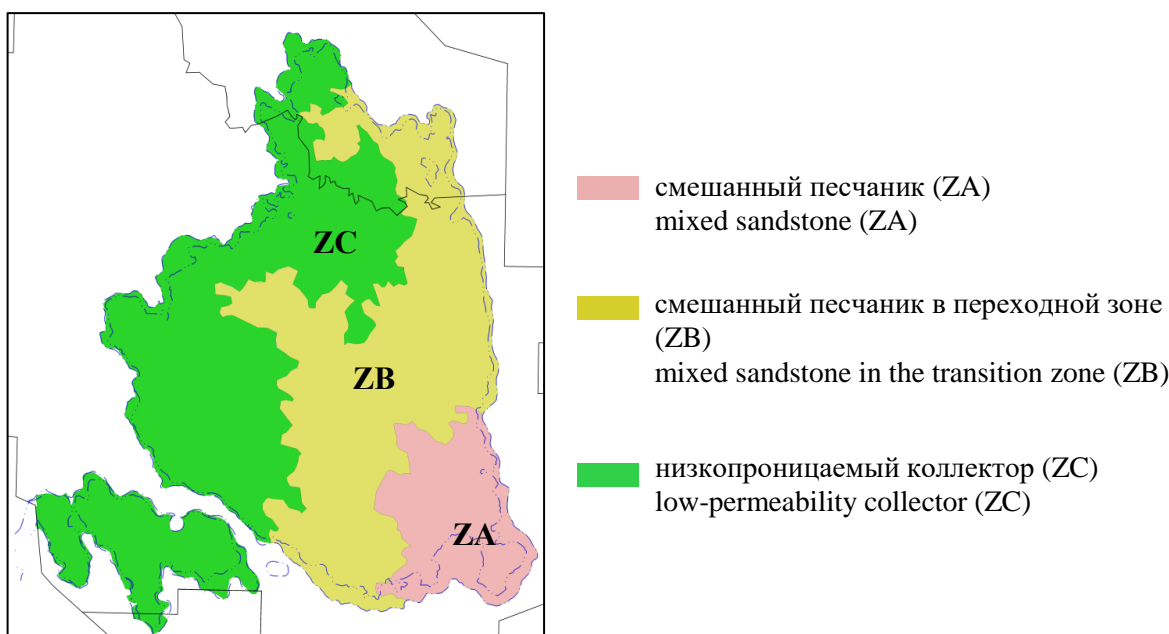


Рис. 2. Схема фациальных зон по типу коллекторов исследуемого пласта

В рамках статьи будет рассматриваться моделирование зоны «ZB». Основные характеристики зоны «ZB» приведены в табл. 1.

Таблица 1.

Основные характеристики зоны «ZB» исследуемого пласта

Параметры	Значение
Коэффициент проницаемости, мД	140
Коэффициент пористости, д.ед.	0,23
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,31
Коэффициент водонасыщенности (текущий), д.ед.	0,46
Эффективная толщина, м	5,25
Плотность сетки скважин, га/скв	15,6
Интенсивность системы заводнения, д.ед.	0,33
Расстояние между скважинами, м	237
Входной дебит жидкости, м ³ /сут	135,2
Входной дебит нефти, м ³ /сут	25,2
Входная обводненность, д.ед.	0,814
Длина горизонтального участка, м	420
Стадии МГРП, шт.	7
Начальное пластовое давление, атм	214

В ближайшие 5 лет планируется бурение значительного числа нагнетательных скважин по зоне «ZB» исследуемого пласта.

Описание процесса моделирования

Первым этапом являлось построение синтетической гидродинамической модели на основе геологических параметров зоны «ZB» и технологических параметров работы скважин. Расчеты проводились в ПО «РН-КИМ». Выкопировка синтетической модели зоны «ZB» из гидродинамического симулятора приведена на рис. 3. Размерность модели выбиралась исходя из условия достижения минимального числа ячеек между скважинами – более 3-5 ячеек, и приемлемой точности результатов моделирования. Размерность сетки принята 25х25 м. В модели заданы непроницаемые границы. Скважины расположены в чисто нефтяной зоне.

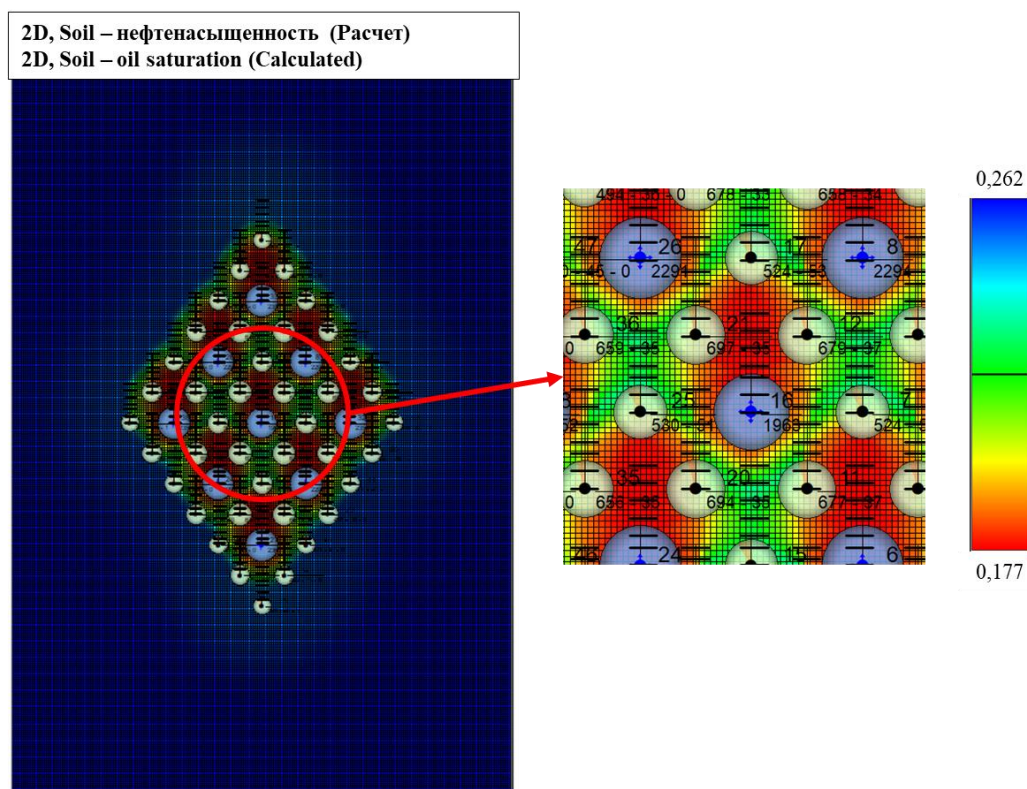


Рис. 3. Выкопировка синтетической модели «ZB» из ПО «РН-КИМ»

Значения коэффициентов пористости, проницаемости, водонасыщенности, песчанности, толщин задавались по геолого-статистическому разрезу из полномасштабной модели, осредненными для каждого слоя. Система разработки принималась фактическая.

Синтетические модели были настроены под фактические параметры работы скважин – дебиты жидкости и нефти, обводненность, пластовое и забойное давления. Фактическая динамика дебитов и пластового давления получена осреднением показателей в пределах каждой зоны для всех скважин (Рис. 4, 5).

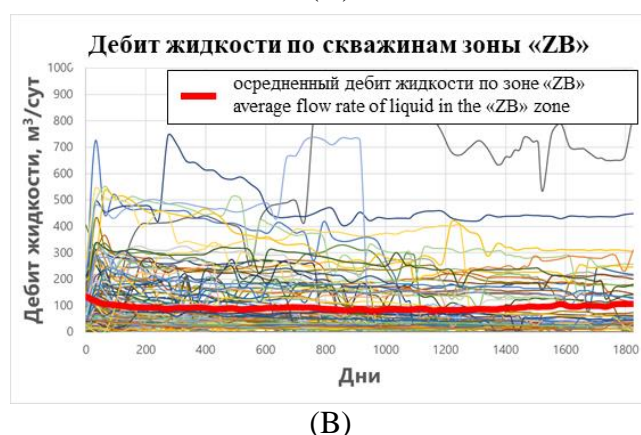
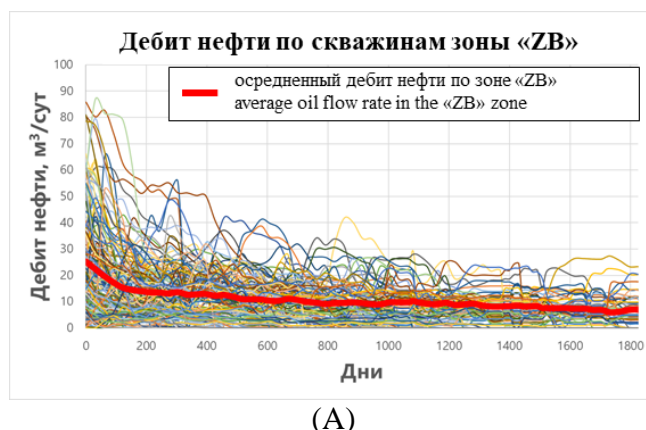
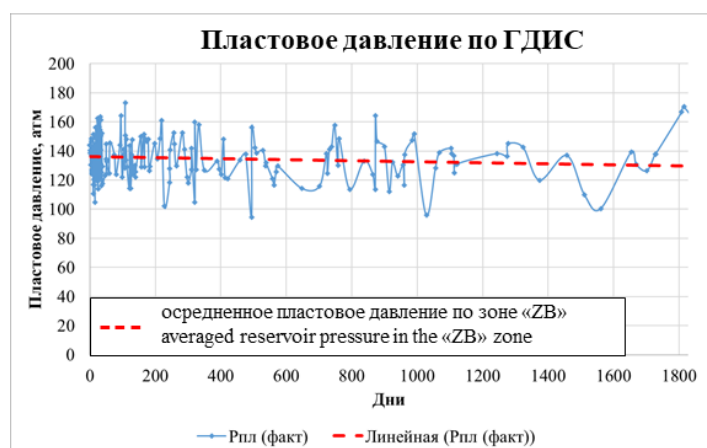


Рис. 4. Дебиты нефти (А) и жидкости (В) по скважинам зоны «ЗВ» исследуемого пласта



Относительные фазовые проницаемости в системе «нефть – вода» для синтетической модели были приняты из полномасштабной модели пласта (Рис. 6).

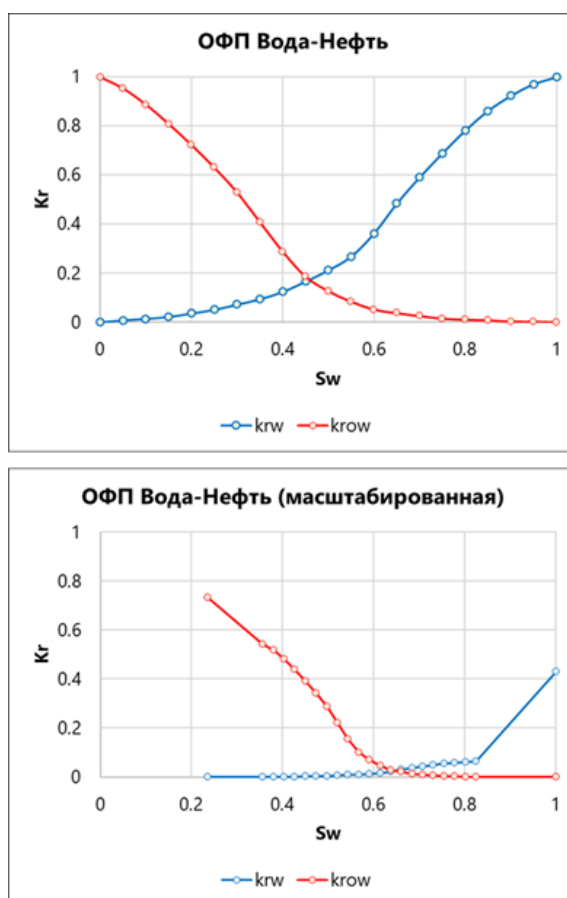


Рис. 6. Относительные фазовые проницаемости в системе «нефть – вода» для зоны «ZB» исследуемого пласта

Оптимальное время отработки определялось по скважине №16 центрального элемента (Рис. 3) путем перевода ее в отработку и последующий переводом под нагнетание в зависимости от продолжительности времени отработки. Режим работы скважин сопровождался путем контроля по средним фактическим забойным давлениям. Для группы окружающих скважин были заданы ограничения по добыче жидкости и закачке. Условия выбытия скважин не задавались. Все варианты были рассчитаны на период 20 лет.

Определение оптимального времени отработки для зоны «ZB» составило 4 мес. (Рис. 7), при этом прирост добычи нефти по элементу соста-

вил 1154.5 т прирост чистой приведенной стоимости (NPV) составил 1.29 %.

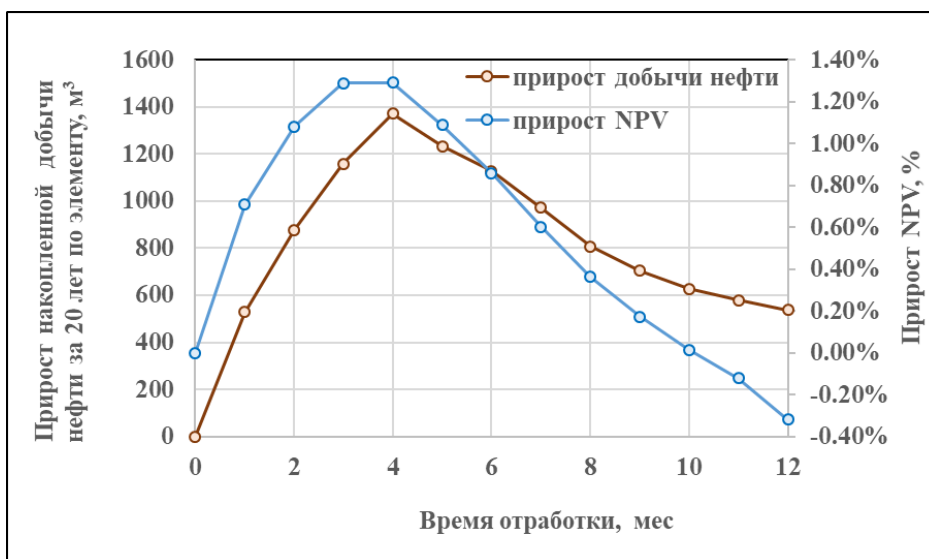


Рис. 7. Прирост дополнительной добычи нефти и NPV по элементу при отработке нагнетательной скважины по вариантам с базовыми геологическими и технологическими параметрами

Далее были проведены многовариантные расчеты при рассмотрении различных геологических и технологических параметров. Некоторые результаты расчетов приведены в табл. 2. При изменении геологических и технологических параметров изменялась накопленная добыча нефти ($\sum Q_n$), для каждой серии расчетов определялось оптимальное время отработки ($T_{опт}$), прирост добычи нефти (ΔQ_n) и прирост чистой приведенной стоимости (ΔNPV).

Таблица 2

Влияние геологических и технологических параметров на оптимальное время отработки нагнетательных скважин зоны «ЗВ»

Параметры, значение			Без отработки	С отработкой		
			$\sum Q_n$, т	$T_{опт}$, мес.	ΔQ_n , т	ΔNPV , %
Проницаемость, мД	min	50	75599	6	692	1,44 %
	max	150	113233	4	1070	1,25 %
Песчанистость, д. ед.	min	0,2	77616	3	579	0,86 %
	max	0,37	129018	5	1404	1,41 %

Пористость, д. ед.	min	0,224	109046	4	1058	1,26 %
	max	0,236	113063	4	1096	1,30 %
Водонасыщенность, д. ед.	min	0,46	111028	4	1155	1,29 %
	max	0,51	46904	2	150	0,75 %
Анизотропия, д. ед.	min	0,3	77335	7	890	1,59 %
	max	1	111028	4	1155	1,29 %
Плотность сетки скважин, га/скв	min	10	82058	3	808	1,29 %
	max	40	171810	8	1925	1,88 %

Оптимальное время обработки различно для разных геологических и технологических условий и составило от 2 до 8 мес. Требуется дифференцировать оптимальное время обработки в зависимости от геологических и технологических условий.

Выводы

На основе гидродинамических расчетов для зоны «ZB» исследуемого пласта оптимальное время обработки составило 4 мес. с приростом добычи нефти по элементу 1154.5 т, и приростом чистой приведенной стоимости 1.29 % за 20 лет.

При изменении геологических и технологических условий оптимальное время обработки на основе многовариантных гидродинамических расчетов изменялось от 2 до 8 мес.

При бурении проектных нагнетательных скважин необходимо учитывать геологические и технологические параметры с целью максимизации накопленной добычи нефти и чистой приведенной стоимости проекта.

Список литературы

1. Плиткина Ю.А., Патраков Д.П., Кондратов Э.О., Никифоров Д.В., Гладких М.А. Обоснование оптимального времени отработки нагнетательных скважин на низкопроницаемом объекте тюменской свиты с трудноизвлекаемыми запасами // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 102-105.
2. Ситников А.Н., Пусковских А.А., Рошкетаяев А.П., Анджукаев Ц.В. Метод определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 84-87.
3. Смирнов Д.С., Грандов Д.В., Смагина Т.Н., Галиуллин М.М., Широков А.С., Патраков Д.П., Архипов В.Н. Практическое руководство инженера – разработчика пласта. Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2022. 712 с.

References

1. Plotkina Yu.A., Petrakov D.P., Kondratov E.O., Nikiforov D.V., Gladkikh M.A. Substantiation of the optimal time for working out injection wells at a low-permeability object of the Tyumen formation with hard-to-recover reserves. Oil economy, 2019, No. 8, P. 102-105. (in Russian)
2. Sitnikov A.N., Puskovskikh A.A., Roshektaev A.P., Andzhukaev Ts.V. Method of determining the optimal time of working off injection wells. Oil economy, 2015, No. 3, P. 84-87. (in Russian)
3. Smirnov D.S., Grandov D.V., Smagina T.N., Galiullin M.M., Shirokov A.S., Patrakov D.P., Arkhipov V.N. Practical guide of a reservoir engineer. Tyumen: CPI «Express», 2022, 712 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Зольников Даниил Николаевич, специалист УГРМ Самотлорнефтегаз, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: DN_Zolnikov2@tnnc.rosneft.ru

Authors

D.N. Zolnikov, specialist URRM Samotlorneftegaz, Tyumen petroleum research center LLC, Industrial University of Tyumen
42, Maxim Gorky st., Tyumen, 625048, Russian Federation
E-mail: DN_Zolnikov2@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 02.10.2023

Принята к публикации 20.12.2023

Опубликована 30.12.2023