

УДК 622.276.4

Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых неоднородных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами

Ю. А. Плиткина

ООО «Тюменский нефтяной научный центр, г. Тюмень, Россия
e-mail: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе представлено обобщение опыта по организации системы поддержания пластового давления (ППД) в низкопроницаемых неоднородных коллекторах пластов ЮК₂₋₉ тюменской свиты. Рассмотрены вопросы влияния плотности сетки наклонно направленных скважин и интенсивности заводнения на эффективность системы ППД. Представлены результаты оценки давления нагнетания, при котором проявляется эффект автоГРП, сопровождающийся существенным ростом приемистости закачиваемой воды. Детально раскрыт вопрос о необходимости учета ориентации системы ГС+МГРП относительно регионального стресса с целью минимизации прорывов закачиваемой воды. Дана сравнительная характеристика эффективности ППД в системе «вдоль» и «поперек» стресса. Выявлены недостатки описанных в литературных источниках аналитических методов определения периода отработки нагнетательных скважин на нефть. Описан новый экспресс-метод определения оптимального периода отработки на нефть индивидуально для каждой нагнетательной скважины, позволяющий максимизировать добычу нефти без дополнительных затрат. Даны рекомендации по мониторингу и регулированию закачки.

Ключевые слова: нагнетательные скважины; эффективность системы поддержания пластового давления; низкопроницаемый коллектор; плотность сетки скважин; горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС+МГРП); мониторинг и регулирование закачки воды

Efficiency of reservoir pressure maintenance system in low-permeable heterogeneous reservoirs

Yulia A. Plitkina

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia
e-mail: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article presents a generalization of experience in organizing the reservoir pressure maintenance system in low-permeability reservoirs of Tyumen suite. The author of the article considers the issues of influence of the density of the grid of directional wells and the intensity of waterflooding on the efficiency of the reservoir pressure maintenance system. The question of the need to take into account the orientation of the horizontal wells with multistage hydraulic fracturing system with respect to regional stress in order to minimize the breakthrough of the injected water is disclosed in detail. A comparative characteristic of the efficiency of the reservoir pressure maintenance in the system "along" and "across" of stress is given. A new express method is described for determining the optimal oil pro-

duction period individually for each injection well, which allows maximizing oil production without additional costs. The author of the article gives recommendations for monitoring and regulating water injection.

Key words: injection wells; efficiency of reservoir pressure maintenance system; low-permeable reservoir; density of the grid wells; horizontal wells with multistage hydraulic fracturing; monitoring and regulation of water injection

Введение

В низкопроницаемых коллекторах, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ), проявление эффекта от организации системы поддержания пластового давления (ППД) менее выражено по сравнению с традиционными высоко- и среднепроницаемыми коллекторами (рис. 1). Эффект значительно растянут во времени, проявляется позже, без существенного прироста от вытесняемого вала нефти, как в традиционных коллекторах [1]. Кроме того, обеспечение целевой приемистости достигается за счет создания высокого давления нагнетания, что способствует формированию трещин автоГРП и приводит к прорывам закачиваемой воды к забоям добывающих скважин. По этим причинам зачастую принимается решение по эксплуатации рассматриваемых коллекторов на режиме истощения, при этом существенно недооценивается негативное влияние на конечный коэффициент извлечения нефти (разница в 1,5–2 раза) [1, 2].

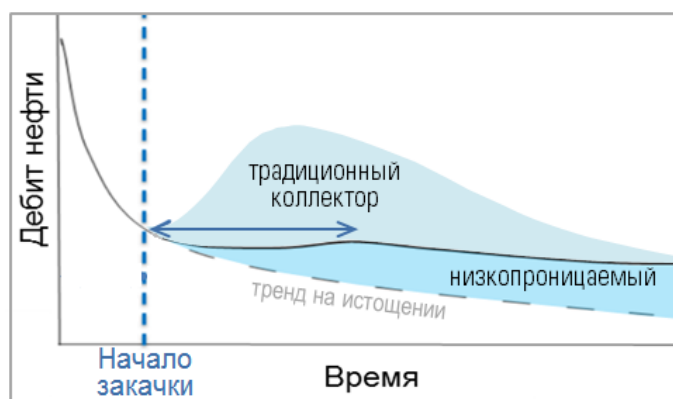


Рис. 1. Схематичное представление эффективности системы ППД (отклик дебита нефти) в традиционных и низкопроницаемых коллекторах

Для формирования комплекса проектных решений по заводнению, направленных на повышение рентабельности разработки, необходим детальный геолого-промысловый анализ, позволяющий обосновать

- 1) оптимальное расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами;
- 2) соотношение добывающих/нагнетательных скважин и давление нагнетания, определяющих интенсивность закачки;
- 3) ориентацию системы заводнения относительно стресса;
- 4) оптимальный период отработки нагнетательных скважин на нефть.

Помимо этого, важно уделить внимание вопросу мониторинга и регулирования закачки с целью минимизации прорывов закачиваемой воды.

Объект исследования

Объектом исследования является тюменская свита (пласты ЮК₂₋₉) одного из месторождений Западной Сибири [3–7]. Разработка объекта началась 40 лет назад, при этом отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) промышленной категории составляет менее 10 %.

Проблема низкой вовлеченности запасов связана со сложностью геологического строения:

- континентальные отложения;
- большой этаж нефтеносности (общая толщина 120 м);
- высокая расчлененность и невыдержанность коллектора по площади (доля коллектора менее 15 %);
- сверхнизкая проницаемость (менее $2 \cdot 10^{-3}$ мкм², объект ТРИЗ);
- низкая изученность и разведанность запасов (доля категории В₂ более 60 %).

Получение рентабельных дебитов в таких терригенных коллекторах возможно только в случае проведения гидроразрыва пласта (ГРП) [8, 9]. При этом за первый год дебиты по наклонно направленным и горизонтальным скважинам снижаются на 68 и 70 % соответственно.

Одним из основных инструментов поддержания добычи на рассматриваемом месторождении является организация системы ППД путем закачки воды.

Плотность сетки скважин и интенсивность заводнения

Первые опытно-промышленные работы по организации обращенной девятиточечной системы заводнения, начатые в 2009 году, не оправдали ожиданий по причине отсутствия эффекта в условиях неоптимальной плотности сетки 25 га/скв. наклонно направленных скважин (ННС), недостаточной интенсивности закачки при соотношении добывающих к нагнетательным скважинам 3:1 и низкого давления нагнетания, не превышающего 120 атм на устье и 360 атм на забое (глубина залегания отложений — 2 400 м). Средняя приемистость составила 20–40 м³/сут, что в зимний период при низкой температуре воздуха привело к проблеме замерзания устья нагнетательных скважин и водоводов.

Размещение ННС по более плотной сетке 16 га/скв. и формирование интенсивной системы с соотношением скважин 1:1 позволило увеличить охват заводнением. Принятое решение согласуется с выводами и рекомендациями авторов работы по анализу проблемы выбора систем разработки низкопроницаемых пластов нефтяных месторождений Западной Сибири [10, 11].

Кроме того, была произведена модернизация насосного оборудования на КНС, что позволило поднять давление на устьях скважин со 120 до 160 атм. Средняя приемистость увеличилась до 180 м³/сут, затем стабилизировалась на уровне 80–120 м³/сут. Столь существенный рост приемистости связан с образованием трещин автоГРП при повышении устьевого давления выше 150–170 атм (на забое 390–410 атм), что отчетливо фиксируется на графиках Холла (рис. 2).

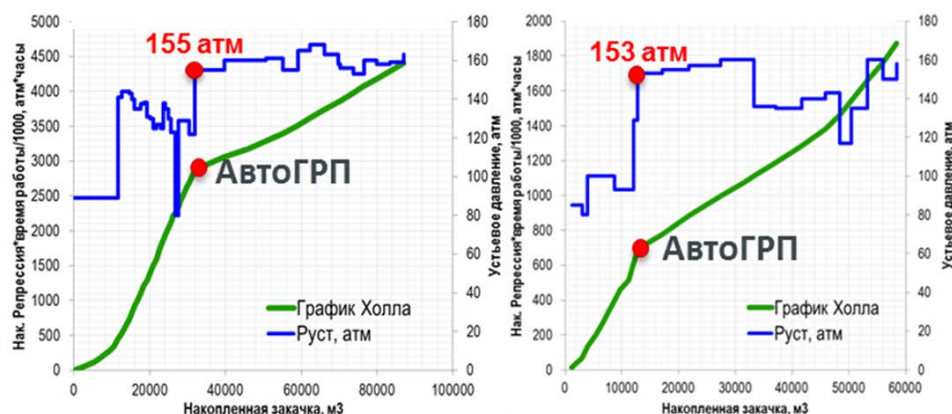


Рис. 2. Диагностирование давления автоГРП по графикам Холла

За счет увеличения приемистости и формирования более жесткой системы заводнения на участке ННС (при соотношении 12_{доб}:10_{нагн}) дебит жидкости вырос с 11 до 25 т/сут, дебит нефти — с 7 до 12 т/сут. Эффект от ППД по участку за 5 лет составил 67 тыс. т, или в среднем удельно на одну нагнетательную скважину — 6,7 тыс. т (рис. 3).

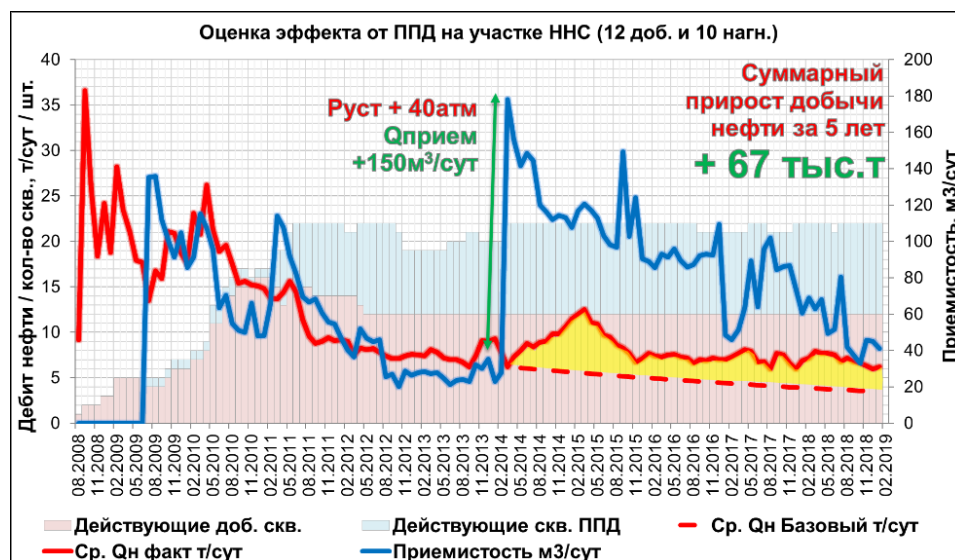


Рис. 3. Оценка эффекта от организации системы ППД в ННС

Ориентация системы относительно регионального стресса

С учетом того, что эффективность системы ППД достигается в условиях автоГРП, следует вывод о необходимости ориентации элементов заводнения и нагнетательных рядов сообразно линии регионального стресса для минимизации прорывов воды и создания галереи нагнетания.

Подтверждением вышесказанного является неудачный опыт 2013 года по организации системы ППД в элементах горизонтальных скважин с многостадийным ГРП (ГС+МГРП), где с целью увеличения охвата пласта тре-

щинами ГРП горизонтальные скважины были ориентированы «поперек» стресса, перпендикулярно азимуту 345°. В течение 2–4 месяцев после начала закачки обводненность добывающих ГС увеличилась с 10 до 70–90 % по причине развития и пересечения трещин в добывающих и нагнетательных скважинах, вызванных высоким давлением нагнетания и сопровождавшимся эффектом автоГРП (рис. 4). Впоследствии по таким элементам приемистость нагнетательных скважин ограничивалась до минимума, либо закачка совсем останавливалась с целью смыкания трещин автоГРП и снижения обводненности. В некоторых критичных случаях (с учетом технико-экономической оценки) нагнетательные скважины переводились на выше-лежащий горизонт, а элемент на объекте ЮК₂₋₉ продолжал эксплуатироваться на режиме истощения.

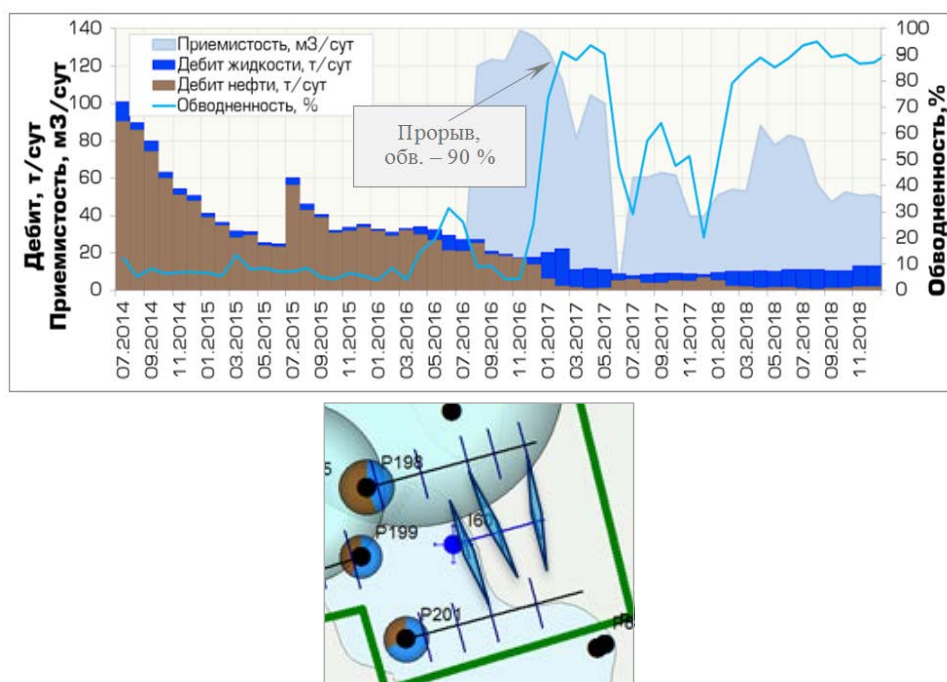
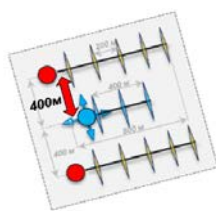
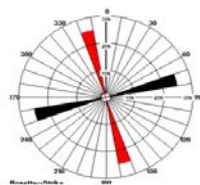


Рис. 4. Пример прорыва фронта нагнетаемой воды в элементе ГС+МГРП «поперек» стресса

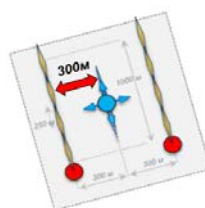
В 2016 году на основе результатов секторного гидродинамического моделирования и с учетом опыта разработки месторождений-аналогов — Приобское, Приразломное ООО «РН-Юганскнефтегаз» [12–14], а также других отечественных и зарубежных месторождений [1, 15] было принято решение о переориентации элементов ГС+МГРП в направлении «вдоль» регионального стресса и замене нагнетательных коротких ГС на наклонно направленные с двумя трещинами ГРП с целью повышения охвата по разрезу. С целью сохранения охвата по площади в условиях формирования продольных трещин ГРП (вдоль горизонтального ствола) была увеличена длина ГС с 800 до 1 000 м и уменьшено расстояние между добывающими и нагнетательными рядами с 400 до 300 м.



«поперек»
стресса



региональный
стресс $\sim 345^\circ$



«вдоль»
стресса

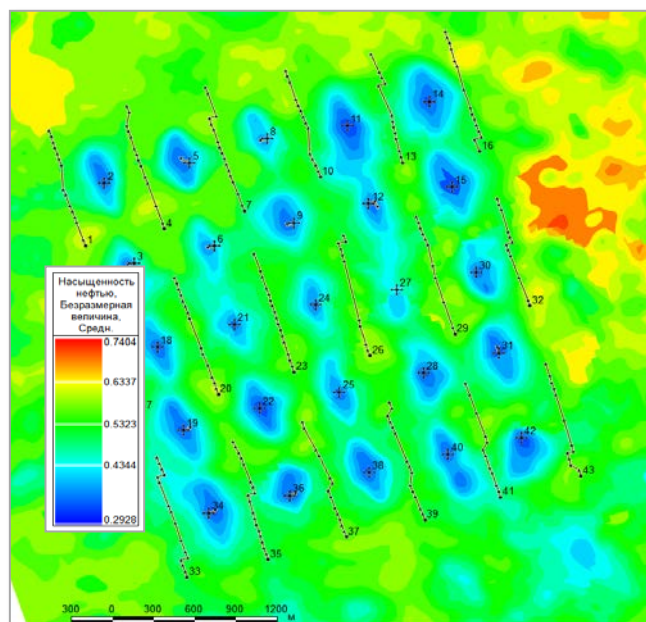
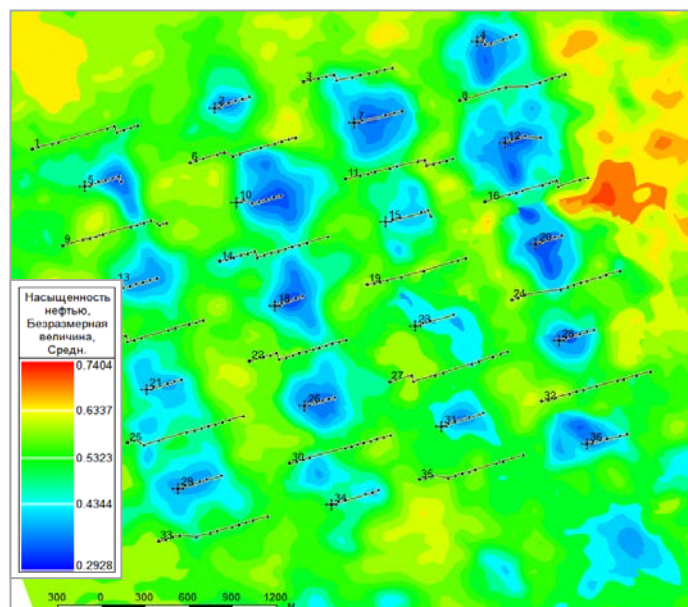


Рис. 5. Распределение параметра нефтенасыщенности через 20 лет
по результатам гидродинамического моделирования систем «поперек» и «вдоль»

Эффективность принятых решений подтверждается распределением параметра средней нефтенасыщенности на 20-й год эксплуатации скважин по результатам расчетов на секторной гидродинамической модели (рис. 5). Расчеты проведены в условиях воспроизведения эффекта автоГРП в нагнетательных скважинах за счет увеличения полудлины трещины со 100 до 200 м в момент перевода скважины по закачку. Оценка параметров трещин автоГРП выполнена по результатам интерпретации ГДИС. По результатам моделирования в системе ГС «поперек» отмечаются прорывы закачиваемой воды по трещинам автоГРП, снижающие эффективность заводнения и способствующие формированию застойных зон. В ГС, направленных «вдоль», формируется галерея нагнетания, в результате чего вытеснение происходит равномерно и эффективно.

В таблицах 1 и 2 приведено сравнение эффективности системы ППД за 5-летний период по 26 фактическим элементам заводнения на низкопроницаемом объекте тюменской свиты (пласты ЮК₂₋₉), из которых 13 элементов ориентированы «поперек» стресса, а другие 13 — «вдоль». По тем элементам, где продолжительность фактической динамики составила менее 5 лет, профиль добычи нефти был пролонгирован по сложившемуся тренду.

Таблица 1

Эффективность ППД в системе ГС «поперек» стресса

Номер элемента	Направление элемента	Начальный дебит нефти по элементу (без нагн. скв.), т/сут	Дебит нефти по элементу на момент начала ППД, т/сут	Обводненность по элементу на момент начала ППД, %	Дата начала ППД	Прирост добычи нефти от ППД, тыс. т					
						1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год	Σ 5 лет
1	Поперек	37,4	10,0	15,2	01.05.2016	0,4	1,9	3,0	6,4	4,3	16,0
2	Поперек	63,9	14,9	13,1	01.02.2014	-2,5	1,7	3,9	3,0	2,7	8,8
3	Поперек	49,0	7,7	10,5	01.05.2015	-2,7	1,8	1,5	2,5	3,6	6,7
4	Поперек	63,9	12,6	14,6	01.02.2014	-4,0	0,2	3,9	2,9	3,6	6,6
5	Поперек	30,0	9,2	9,7	01.11.2014	-1,9	1,0	1,8	2,4	2,4	5,7
6	Поперек	37,8	34,9	6,6	01.08.2014	-5,4	-2,0	3,2	4,0	5,7	5,5
7	Поперек	24,4	16,8	8,5	01.01.2015	-1,5	-2,0	1,9	2,2	2,7	3,4
8	Поперек	16,5	4,9	22,3	01.09.2015	-0,8	0,4	1,3	0,7	1,0	2,7
9	Поперек	37,1	11,4	7,7	01.05.2015	-2,0	-0,8	0,7	2,2	2,6	2,6
10	Поперек	47,5	20,1	9,9	01.01.2014	-5,6	-0,4	2,3	3,0	2,5	1,9
11	Поперек	71,3	18,8	14,2	01.08.2016	-1,6	-0,7	1,9	1,5	0,0	1,1
12	Поперек	14,3	8,9	35,3	01.03.2018	-0,8	2,0	0,1	-0,3	-0,2	0,9
13	Поперек	27,4	6,9	5,0	01.07.2015	-3,8	-0,7	1,0	1,5	2,0	0,0
Среднее		40,0	13,6	13,3	Сумма	-32,1	2,4	26,7	32,1	32,8	61,9
					Среднее	-2,5	0,2	2,1	2,5	2,5	4,8

Оценка эффективности ППД рассчитывалась суммарно по годам (1) как разность между фактической добычей нефти реагирующих скважин в условиях закачки ($Q_{\text{ППД}}$) и расчетной добычей нефти на режиме истощения, равной сумме добычи добывающих скважин элемента ($Q_{\text{доб}}$) и добычи проектной нагнетательной скважины в отработке на нефть ($Q_{\text{нагн.отр}}$).

Отметим также, что добыча реагирующих добывающих скважин по элементу учитывалась с коэффициентом участия, равным 0,5 или 1 в зависимости от наличия соседнего элемента для каждой добывающей скважины.

$$\varepsilon_{\text{ППД}} = \sum_{k=1}^5 \left(a \cdot Q_{\text{ППД}_k} - (a \cdot Q_{\text{доб}_k} + Q_{\text{нагн.отр}_k}) \right), \quad (1)$$

где k — годы анализируемого периода: 1-й, 2-й, 3-й, 4-й, 5-й; a — коэффициент участия добывающей скважины в элементе, д.ед.; $Q_{\text{ППД}}$ — фактическая добыча нефти реагирующих добывающих скважин в условиях ППД, тыс. т; $Q_{\text{доб}}$ — расчетная добыча нефти добывающих скважин элемента на режиме истощения, тыс. т; $Q_{\text{нагн.отр}}$ — расчетная добыча нефти проектной нагнетательной скважины в отработке на нефть, тыс. т.

Как правило, в первый год после организации заводнения эффективность характеризуется отрицательными значениями в связи с потерями нефти от перевода проектной нагнетательной скважины под закачку воды.

Таблица 2

Эффективность ППД в системе ГС «вдоль» стресса

Номер элемента	Направление элемента	Начальный дебит нефти по элементу (без нагн. скв.), т/сут	Дебит нефти по элементу на момент начала ППД, т/сут	Обводненность по элементу на момент начала ППД, %	Дата начала ППД	Прирост добычи нефти от ППД, тыс.т					
						1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год	Σ 5 лет
14	Вдоль	36,3	16,6	16,5	01.06.2017	0,1	7,1	8,5	7,5	7,3	30,4
15	Вдоль	39,6	7,6	11,8	01.05.2017	−0,9	2,9	8,2	5,3	4,9	20,4
16	Вдоль	58,9	15,9	6,4	01.08.2017	−3,1	4,5	8,0	5,3	3,9	18,5
17	Вдоль	59,8	17,3	15,5	01.12.2017	−1,2	4,0	6,0	4,0	2,8	15,6
18	Вдоль	83,9	23,6	6,6	01.11.2017	−1,1	1,9	4,9	4,2	3,5	13,5
19	Вдоль	64,6	13,7	20,0	01.09.2017	1,8	2,6	4,7	2,7	1,2	13,0
20	Вдоль	45,3	20,0	8,3	01.12.2016	−4,0	1,8	5,7	6,0	3,5	13,0
21	Вдоль	40,3	13,2	10,1	01.10.2017	−1,8	−0,1	3,8	4,2	3,8	9,9
22	Вдоль	21,2	8,9	22,5	01.06.2017	−0,2	1,2	1,8	1,8	1,9	6,5
23	Вдоль	27,9	16,3	18,3	01.09.2017	0,7	1,2	1,6	1,3	1,2	6,2
24	Вдоль	76,2	20,3	18,3	01.08.2016	−0,5	−0,3	1,2	2,1	2,2	4,7
25	Вдоль	9,1	5,0	12,9	01.11.2017	−0,5	0,4	0,7	0,6	0,7	1,8
26	Вдоль	32,0	4,6	10,3	01.12.2017	−1,4	−0,3	0,5	1,2	1,3	1,3
Среднее		45,8	14,1	13,7	Сумма	−12,2	26,8	55,9	46,2	38,2	154,8
					Среднее	−0,9	2,1	4,3	3,6	2,9	11,9

Следует отметить, что рассматриваемые группы элементов «поперек» и «вдоль» стресса находятся в сопоставимых геологических условиях и характеризуются близкими средними технологическими показателями эксплуатации скважин (табл. 1, 2):

- начальный дебит нефти — 40,0 и 45,8 т/сут;
- дебит нефти на момент начала организации закачки — 13,6 и 14,1 т/сут;
- обводненность на момент начала закачки — 13,3 и 13,7 т/сут.

По элементам «поперек» диапазон прироста добычи нефти за 5 лет составил от 0 до 16,0 тыс. т, в среднем 4,8 тыс. т на одну нагнетательную скважину.

По элементам «вдоль» эффективность изменяется от 1,3 до 30,4 тыс. т, в среднем — 11,9 тыс. т, что по сравнению с системой «поперек» выше в 2,5 раза и подтверждает обоснованность решения по развороту системы сообразно линии стресса.

Рассмотрим и сравним оценку эффективности системы ППД каждой группы на примере скважин 4 и 20 (рис. 6, 7). По элементу № 4 «поперек» на момент организации закачки после 10 месяцев эксплуатации на режиме истощения средний дебит нефти реагирующих скважин снизился с 63,9 до 12,6 т/сут. После начала закачки на 3–5-й месяц получена реакция в виде резкого обводнения продукции с 14,6 до 45,8 % при продолжающемся снижении дебита нефти до 5,9 т/сут. Затем за счет ограничения приемистости обводненность элемента была стабилизирована на уровне 37,0 % при стабилизации дебита жидкости и нефти. Последующие попытки наращивания дебита жидкости до 18,3 т/сут сопровождалась ростом обводненности до 69,2 %. В результате за 5-летний период дополнительная добыча нефти по элементу за счет организации ППД составила 6,6 тыс. т.

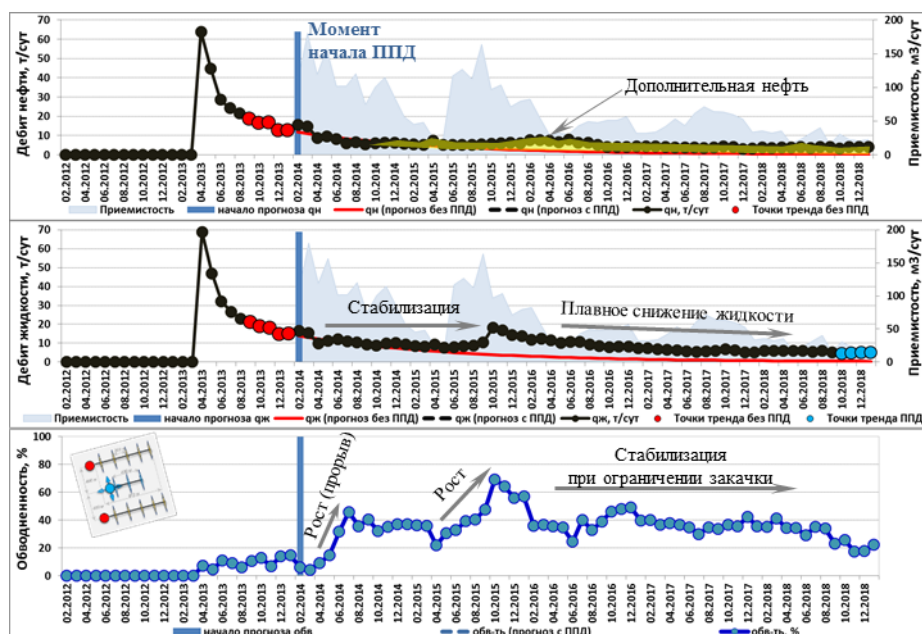


Рис. 6. Эффективность ППД в элементе № 4 «поперек»

По элементу № 20 «вдоль» на момент организации закачки средний дебит нефти реагирующих скважин снизился с 45,3 до 20,0 т/сут после 8 месяцев эксплуатации на режиме истощения. После начала закачки дебиты жидкости и нефти продолжали снижаться на протяжении 6 месяцев, достигнув значений 13,5 и 12,5 т/сут соответственно. На 7-й месяц стал проявляться эффект от закачки, выражающийся в виде постепенного роста дебита жидкости до 17,3 т/сут и стабилизации дебита нефти на уровне 14,0 т/сут при плавном росте обводненности с 8,3 до 25,9 %. В результате за 5-летний период эффективность ППД по элементу составила 13,0 тыс. т нефти.

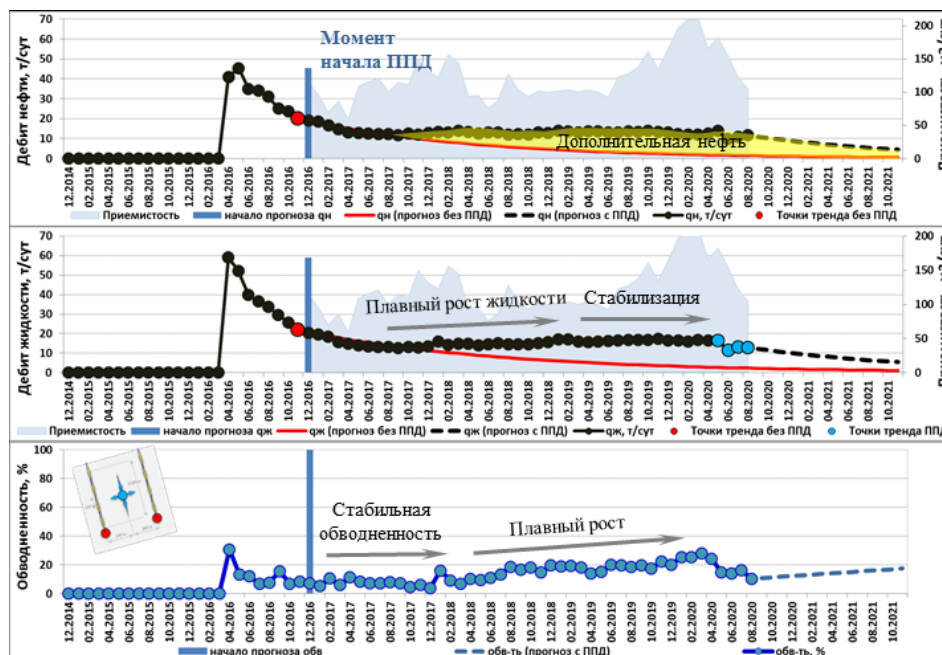


Рис. 7. Эффективность ППД в элементе № 20 «вдоль»

Таким образом, на примере фактических элементов ГС+МГРП, ориентированных параллельно и перпендикулярно стрессу, показано количественное сравнение эффективности системы ППД.

Определение периода отработки нагнетательных скважин

В низкопроницаемых коллекторах эффект от перевода проектной нагнетательной скважины под закачку в краткосрочной перспективе сопоставим с добычей при отработке этой скважины на нефть. Становится актуальным вопрос определения оптимальной продолжительности периода отработки, который зависит от расположения скважин в системе, расстояния и связности между скважинами, коэффициента пьезопроводности, радиуса контура питания, а также фильтрационно-емкостных свойств в районе элемента заводнения.

В имеющихся публикациях по определению периода отработки предпочтение отдается аналитическим моделям, позволяющим сократить временные затраты на подготовку численных моделей и выполнение многовари-

антных расчетов [16–18]. На практике такие методы применяются редко, так как не всегда позволяют воспроизвести фактические показатели по скважинам ввиду использования упрощенных моделей, не учитывающих неоднородность геологической среды и взаимовлияние между скважинами. Кроме того, предложенный метод в работе [17] применим только для регулярной площадной системы разработки вертикальными скважинами с ГРП, что ограничивает применение в условиях реализации системы ГС+МГРП. Зачастую аналитические методы показывают высокую эффективность «мгновенного» ввода системы заводнения, что не соответствует фактическим результатам в условиях низкопроницаемых коллекторов.

Традиционно в рамках проектных документов на разработку месторождений период отработки нагнетательных скважин обосновывается путем численного расчета на гидродинамической модели набора вариантов, где последовательно перебирается и задается одинаковым для всех скважин период отработки от 1 мес. до 2–3 лет. Затем по перегибу графика накопленной добычи нефти (либо графика NPV) определяется период, обеспечивающий максимум (рис. 8). Из представленного графика следует, что оптимальный период отработки по всем скважинам — 12 мес., при котором накопленная добыча по варианту является максимальной и составляет 984,9 тыс. т.

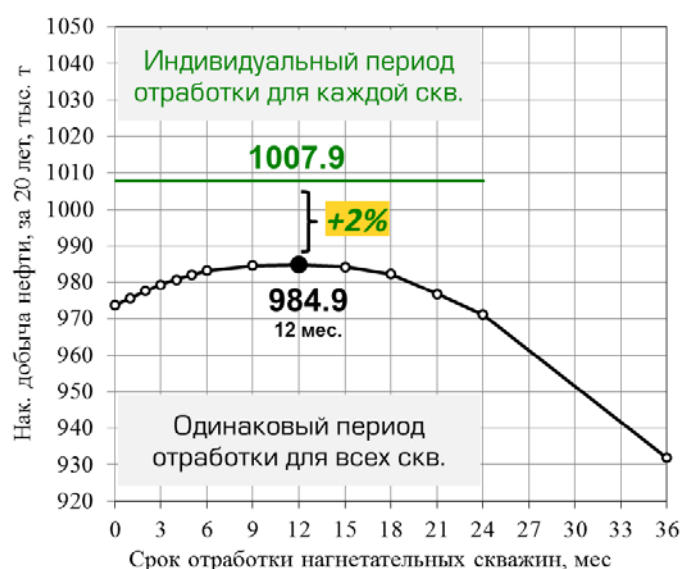


Рис. 8. Традиционный способ определения оптимального периода отработки

Важный вывод заключается в том, что найденный традиционным способом период отработки, одинаковый для всех нагнетательных скважин, не является оптимальным. Численно доказано, что при задании индивидуального периода для каждой скважины, можно получить больший эффект — зеленая планка на уровне 1 007,9 тыс. т. По сравнению с традиционным способом прирост составил +2 % без привлечения дополнительных затрат. Принимая во внимание, что зона каждой скважины геологически уникаль-

на и характеризуется индивидуальными свойствами, вывод о разном оптимальном времени отработки становится очевидным.

Для определения оптимального периода отработки индивидуально для каждой нагнетательной скважины в работе представлен экспресс-метод, который основывается на оценке изменения интенсивности реакции нагнетательной скважины от ввода добывающих скважин окружения [19, 20].

Для этих целей на гидродинамической модели рассчитываются два варианта:

Вариант 1 — все скважины запускаются в добычу на весь период прогноза без перевода нагнетательных скважин под закачку.

Вариант 2 — нагнетательные скважины запускаются в добычу без перевода под закачку, добывающие скважины остаются в бездействии.

Оценка реакции измеряется производной отношения нормированных дебитов реагирующих скважин, вычисляемой на каждом расчетном шаге (2)

$$i' = \left(\frac{q_1}{q_2} \right)', \quad (2)$$

где i' — коэффициент, характеризующий воздействие окружения, д.ед.; q_1, q_2 — нормированные дебиты нефти проектной нагнетательной скважины в Вариантах 1, 2, д.ед.

Шаг, на котором величина i' достигает $\min$ значения, соответствует моменту наибольшего влияния окружения на реагирующую скважину. Этот месяц соответствует оптимальному периоду отработки на нефть для анализируемой нагнетательной скважины (рис. 9).

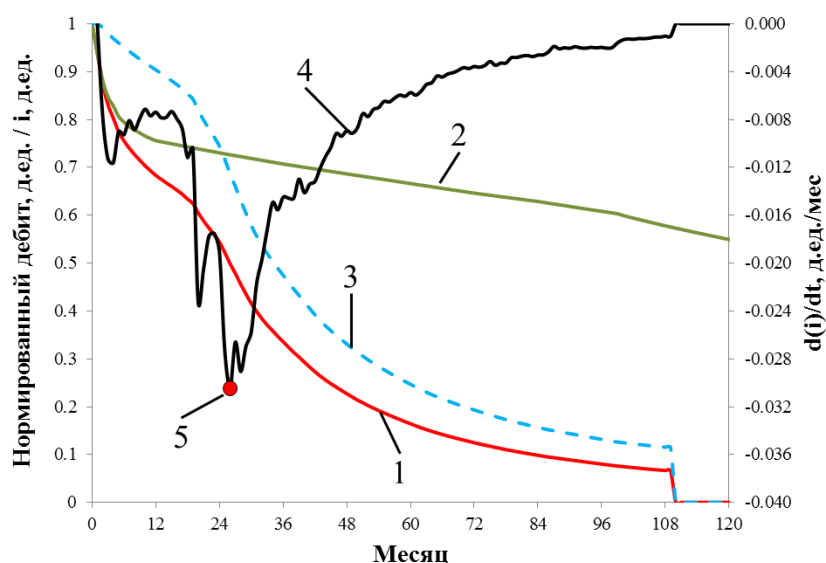


Рис. 9. Оценка оптимального периода отработки на нефть: 1 — нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в Варианте 1; 2 — нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в Варианте 2; 3 — отношение нормированных дебитов нефти Варианта 1 и Варианта 2; 4 — первая производная по времени от отношения нормированных дебитов; 5 — минимальное значение первой производной по времени

Согласно представленному методу, полученные оптимальные периоды отработки нагнетательных скважин варьируют в диапазоне от 4 до 26 месяцев и позволяют максимизировать добычу нефти до уровня зеленой планки (см. рис. 8). Таким образом, своевременный перевод в ППД каждой скважины позволяет дополнительно максимизировать добычу без привлечения затрат.

Мониторинг и регулирование закачки

На основе полученного практического опыта организации системы ППД в низкопроницаемых коллекторах ТРИЗ тюменской свиты рассматриваемого месторождения можно выделить ряд следующих рекомендаций, позволяющих минимизировать прорывы воды и сохранить эффективность системы ППД:

- 1) обеспечение плавности наращивания устьевого давления нагнетания с выходом на целевые приемистости 70–90 м³/сут без резких «скачков»;
- 2) осуществление мониторинга добывающих скважин в течение 2–3 месяцев на предмет реакции между шагами наращивания приемистости;
- 3) обеспечение синхронности действий по закачке с соседними элементами заводнения;
- 4) в случае получения прорыва воды в добывающие скважины — регулирование/остановка обводняющей нагнетательной скважины до снижения обводненности в реагирующей (за счет смыкания трещин автоГРП), затем запуск с приемистостью, не превышающей значение предыдущего шага до прорыва.

Практические результаты и выводы

- Формирование плотных сеток в системе ННС и организация интенсивной системы заводнения при создании высоких давлений нагнетания с эффектом автоГРП позволили получить эффект от ППД, равный 6,7 тыс. т нефти удельно на одну нагнетательную скважину за 5 лет.
- Решение по переориентации системы ГС+МГРП сообразно линии регионального стресса позволило избежать массовых прорывов закачиваемой воды и повысить эффективность ППД. Средний прирост по добыче нефти за 5 лет по элементам «вдоль» составил 11,9 тыс. т удельно на одну нагнетательную скважину, что в 2,5 раза выше по сравнению со средним приростом по элементам «поперек» — 4,8 тыс. т.
- Применение оптимального периода отработки, рассчитанного индивидуально для каждой нагнетательной скважины, позволяет прирастить накопленную добычу нефти за 20 лет на 2 % относительно сценария с фиксированным сроком отработки, одинаковым для всех нагнетательных скважин.
- Плавный выход на целевые приемистости нагнетательных скважин без допущения резких «скачков», а также постоянный мониторинг и своевременное регулирование закачки позволяют минимизировать прорывы воды и сохранять эффективность системы ППД.

Библиографический список

1. Tight Oil Field Development Optimization Based on Experience of Canadian Analogs / V. B. Karpov, N. V. Parshin, D. I. Sleptsov [et al.]. – Text : electronic // SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. – Astana, Kazakhstan, 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/182572-MS>. – Published: November, 01, 2016.
2. Шупик, Н. В. Повышение эффективности площадных систем заводнения низкопроницаемых пластов Западной Сибири : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание степени кандидата технических наук / Шупик Наталья Владиславовна. – Москва, 2017. – 114 с. – Текст : непосредственный.
3. Проблемы изучения залежей нефти в отложениях тюменской свиты Краснотенского месторождения / Т. Н. Смагина, М. А. Волков, В. К. Рыбак [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 24–27.
4. Технология разработки низкопроницаемых коллекторов с использованием горизонтальных скважин с многостадийным ГРП / Д. С. Смирнов, Г. М. Немирович, О. Н. Чезганова [и др.]. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2012. – № 19. – С. 22–27.
5. Современные подходы к сопровождению бурения горизонтальных скважин для низкопроницаемых объектов тюменской свиты Краснотенского месторождения / Д. В. Емельянов, А. В. Жарков, Д. С. Смирнов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 22–26.
6. Эволюция проектных решений по разработке отложений тюменской свиты на примере месторождений Краснотенского свода / А. А. Чусовитин, Р. А. Гнилицкий, Д. С. Смирнов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 5. – С. 54–58.
7. Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Краснотенского месторождения в АО «РН-Няганьнефтегаз» / Д. П. Патраков, Ю. А. Плиткина, А. С. Глебов [и др.]. – DOI 10.25689/NP.2019.2.72-100. – Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. – 2019. – № 2 (18). – С. 72–100.
8. Multi-fracs in horizontal well in Tumenskoe formations of Em-Egovskoe field Krasnoleninsky play Western Siberia / A. Platunov, M. Nikolaev, F. Leskin [et al.]. – Text : electronic // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. – Moscow, 2012. – URL: <https://doi.org/10.2118/161974-MS>. – Published: October, 16, 2012.
9. Nemirovich, G. Horizontal Drilling with Multi-Stage Fracturing - Access to Challenged Reserves of Tyumen Formation, Krasnoleninskoye Field / G. Nemirovich, R. Islamgaliev. – Text : electronic // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. – Moscow, 2014. – URL: <https://doi.org/10.2118/171325-MS>. – Published: October, 14, 2010.
10. Черевко, С. А. Анализ проблемы выбора систем разработки низкопроницаемых пластов крупных нефтяных месторождений Западной Сибири / С. А. Черевко, А. Н. Янин. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 9. – С. 5–11.
11. Федоров, К. М. Анализ эффективности систем разработки нефтяных залежей в юрских отложениях на примере Ершовского и Хохряковского месторождений / К. М. Федоров, А. С. Тимчук. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. – № 3. – С. 11–17.
12. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В. А. Байков, Р. М. Жданов, Т. И. Муллағалиев, Т. С. Усманов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 94–108.
13. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва / Р. Р. Галеев, А. М. Зорин, А. В. Колонских [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 62–65.
14. Черевко, М. А. Оптимизация системы горизонтальных скважин и трещин при разработке ультранизкопроницаемых коллекторов : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации кандидата технических наук / Черевко Михаил Александрович. – Тюмень, 2015. – 22 с. – Место защиты : Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Текст : непосредственный.
15. Перспективы разработки отложений тюменской свиты на территории ХМАО — Югры / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова, Д. И. Зубарев. – Текст : непосредственный // Успехи современного естествознания. – 2016. – №12–2. – С. 444–448.

16. Соколов, С. В. К вопросу об отработке нагнетательных скважин / С. В. Соколов. – DOI 10.21684/2411-7978-2018-4-2-83-93. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 2. – С. 83–93.
17. Метод определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин / А. Н. Ситников, А. А. Пустовских, А. П. Рошкетаев, Ц. В. Анджукаев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 84–87.
18. Хасанов, М. М. Определение оптимального периода отработки нагнетательной скважины на нефть / М. М. Хасанов, В. А. Краснов, В. А. Коротовских. – Текст : непосредственный // Научно технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – С. 19–22.
19. Обоснование оптимального времени отработки нагнетательных скважин на низкопроницаемом объекте тюменской свиты с трудноизвлекаемыми запасами / Ю. А. Плиткина, Д. П. Патраков, Э. О. Кондратов [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-8-102-105. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 102–105.
20. Плиткина, Ю. А. Особенности формирования системы ППД в низкопроницаемых неоднородных коллекторах / Ю. А. Плиткина, С. К. Сохошко. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : технологии и инновации : материалы Национальной научно-практической конференции (Тюмень, 19–20 ноября 2020). В 3 томах. Т. 1 / Отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень, 2020. – С. 168–171.

References

1. Karpov, V. B., Parshin, N. V., Sleptsov, D. I., Moiseenko, A. A., Ryazanov, A. A., Golovatskiy, Y. A.,... Im, P. T. (2016). Tight Oil Field Development Optimization Based on Experience of Canadian Analogs. SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. Astana, Kazakhstan, November 2016. (In English). DOI: 10.2118/182572-MS
2. Shupik, N. V. (2017). Povyshenie effektivnosti ploshchadnykh sistem zavodneniya nizko-pronitsaemykh plastov Zapadnoy Sibiri. Diss. ... kand. tekhn. nauk, Moscow, 114 p. (In Russian).
3. Smagina, T. N., Volkov, M. A., Rybak, V. K., Kuznetsov, A. G., & Novopashina, V. L. (2010). Issues of studying oil pools in Tyumen suite, Krasnoleninskoye field. Oil Industry, (11), pp. 24-27. (In Russian).
4. Smirnov, D. S., Nemirovich, G. M., Chezganova, O. N., Gnilykiy R. A., Timchuk, A. S., & Nikolaev, M. N. (2012). Tekhnologiya razrabotki nizkopronitsaemykh kolektorov s ispol'zovaniem gorizonta'nykh skvazhin s mnogostadiynym GRP. Nauka i TEK, (19), pp. 22-27. (In Russian).
5. Emelyanov, D. V., Zharkov, A. V., Smirnov, D. S., Glebov, A. S., & Likhoded, I. A. (2015). Modern approaches to support drilling of horizontal wells in facies-unstable low permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field. Oil Industry, (11), pp. 22-26. (In Russian).
6. Chusovitin, A. A., Gnilytskiy, R. A., Smirnov, D. S., Plitkina, Y. A., Likhoded, I. A., Emelyanov, D. V., & Melnikov, L. P. (2016). Evolution of engineering solutions on the development of Tyumen suite oil reserves on an example of Krasnoleninskoye oilfield. Oil Industry, (5), pp. 54-58. (In Russian).
7. Patrakov, D. P., Plitkina, Yu. A., Glebov, A. S., Likhoded, I. A., & Emelianov, D. V. (2019). Development experience of low permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field RN-Nyaganneftegas JSC. Neftyanaya provintsia, (2(18)), pp. 72-100. (In Russian). DOI: 10.25689/NP.2019.2.72-100
8. Platunov, A., Nikolaev, M., Leskin, F., Kaluder, Z., Masalkin, Yu., Davidenko, I.,... Murzinov, A. (2012). Multi-fracs in horizontal well in Tumenskoe formations of Em-Egovskoe field Krasnoleninsky play Western Siberia. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. Moscow, October 2012. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/161974-MS>
9. Nemirovich, G., & Islamgaliev, R. (2014). Horizontal Drilling with Multi-Stage Fracturing - Access to Challenged Reserves of Tyumen Formation, Krasnoleninskoye Field. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. Moscow, October 2014. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/171325-MS>

10. Cherevko, S. A., & Yanin, A. N. (2017). Analysis of the problem related to the choice of systems of low-permeable formations development in the large oil fields of the Western Siberia. *Oilfield Engineering*, 9, pp. 5-11. (In Russian).
11. Fedorov, K. M. (2006). Analiz effektivnosti sistem razrabotki neftyanykh zalezhey v yurskikh otlozheniyakh na primere Ershovskogo i Khokhryakovskogo mestorozhdeniy. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, (3), pp. 11-17. (In Russian).
12. Baikov, V. A., Zhdanov, R. M., Mullagaliev, T. I., & Usmanov, T. S. (2011). Selecting the optimal system design for the fields with low-permeability reservoirs. *Oil and Gas Business*, (1), pp. 94-108. (In Russian).
13. Galeev, R. R., Zorin, A. M., Kolonskikh, A. V., Habibullin, G. I., Musabirov, T. R., & Sudeev, I. V. (2013). Optimal waterflood pattern selection with use of multiple fractured horizontal wells for development of the low-permeability formations. *Oil Industry*, (10), pp. 62-65. (In Russian).
14. Cherevko, M. A. (2015). Optimizatsiya sistemy gorizonta'nykh skvazhin i treshchin pri razrabotke ul'tranizkopronitsaemykh kollektorov. *Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Tyumen*, 24 p. (In Russian).
15. Sevastyanov, A. A., Korovin, K. V., Zotova, O. P., & Zubarev, D. I. (2016). Prospects of Development Tyumen Suite Deposits in the Territory of Khmao-Yugra. *Advances in Current Natural Sciences*, (12-2), pp. 444-448. (In Russian).
16. Sokolov, S. V. (2018). Considerations on Pre-Production of Injection Wells. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 4(2), pp. 83-93. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-83-93
17. Sitnikov, A. N., Pustovskikh, A. A., Roshchektaev, A. P., & Andzhukaev, T. V. (2015). A Method to Determine Optimal Switching Time to Injection Mode for Field Development System. *Oil Industry*, (3), pp. 84-87. (In Russian).
18. Khasanov, M. M., Krasnov, V. A., & Korotovskikh, V. A. (2007). Opredelenie optimal'nogo perioda otrabotki nagnetatel'noy skvazhiny na neft'. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft"*, (5), pp. 19-22. (In Russian).
19. Plitkina, Yu. A., Patrakov, D. P., Kondratov, E. O., Nikiforov, D. V., & Gladkikh, M. A. (2019). Reasoning of injection well flow back optimum period at low permeable HTR reserves formations of Tyumen suite. *Oil Industry*, (8), pp. 102-105. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-102-105
20. Plitkina, Yu. A., & Soshoshko, S. K. (2020). Osobennosti formirovaniya sistemy PPD v nizkopronitsaemykh neodnorodnykh kollektorakh. *Neft' i gaz : tekhnologii i innovatsii : materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Tyumen, November, 19-20, 2020). V 3 tomakh. Tom 1, pp. 168-171. (In Russian).

Сведения об авторе

Плиткина Юлия Александровна,
начальник отдела сопровождения разра-
ботки Ем-Еговской площади, ООО «Тюмен-
ский нефтяной научный центр», г. Тюмень,
e-mail: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru

Information about the author

Yulia A. Plitkina, Head of the Department of
Support of Development of Em-Egovskaya
square, Tyumen Petroleum Research Center
LLC, Tyumen, e-mail: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru