

# Определение потенциала работы пар добывающих и нагнетательных скважин для оптимизации системы ППД и подбора кандидатов на геолого-технические мероприятия

Ялашев И.И., Ганиев Ш.Р., Жданов Л.М., Никитенко В.Ю.  
ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
yalashevii@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В статье приводится разработанная авторами методика расчета потенциального дебита нефти добывающих и приемистости нагнетательных скважин, включающая непосредственно расчет дебита/приемистости, а также подбор корректирующих геолого-технических мероприятий и оптимизацию системы поддержания пластового давления с целью увеличения продуктивности добывающих скважин. Потенциальные дебиты и приемистости рассчитываются исходя из расчетного снижения скин-фактора, а также расчетного забойного давления для нагнетательных скважин. Расчет потенциального дебита жидкости осуществлялся двумя способами: через факторный анализ, предполагая вернуться к историческим показателям, которые были выше текущих значений, и через некий «теоретический потенциал». Перечень необходимых мероприятий определялся согласно авторской матрице принятия решений.

## Материалы и методы

В статье описана методика расчета потенциального дебита/приемистости, факторного анализа базового фонда и использования результатов для проведения обработки призабойной зоны пласта, интенсификации притока нефти в скважину или изменения диаметра штуцера нагнетательных скважин на ячейке, содержащей одну нагнетательную и одну или несколько добывающих скважин.

В качестве исходных данных для расчетов изменений дебитов и приемистости используются данные технологических режимов работы скважин, а также PVT-свойства пласта.

## Ключевые слова

обработка призабойной зоны, потенциал дебита и приемистости, скин-фактор, коэффициент продуктивности, пластовое давление, забойное давление

## Для цитирования

Ялашев И.И., Ганиев Ш.Р., Жданов Л.М., Никитенко В.Ю. Определение потенциала работы пар добывающих и нагнетательных скважин для оптимизации системы ППД и подбора кандидатов на геолого-технические мероприятия // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 78–83. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-78-83

Поступила в редакцию: 13.08.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## Determination of the production/injection potential of a pair of producing and injection wells to optimize the reservoir pressure maintenance system and select candidates for geological and technical measures

Yalashiev I.I., Ganiev Sh.R., Zhdanov L.M., Nikitenko V.Yu.  
“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
alashievii@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

The article provides a methodology for calculating the potential oil flow rate of producing and pumping wells, including the calculation of potential flow rates/pick-up itself, as well as selection of corrective geological and technical measures to increase well productivity. Potential flow rates and pickups are calculated based on the potential reduction of the skin factor, as well as the calculated bottom-hole pressure for injection wells.

## Materials and methods

The article describes a method for calculating the potential flow rate/pick-up and using the results for a pair of production/injection wells to process the bottom-hole zone of the formation, identify oil inflow into the well or change the diameter of the nozzle of injection wells. Data from technological modes, as well as PVT properties of the

formation, are used as initial data for calculating changes in flow rates and pick-up.

## Keywords

processing of the bottom-hole zone, flow rate/pick-up potential, skin factor, productivity coefficient, reservoir pressure, bottom-hole pressure

## For citation

Yalashiev I.I., Ganiev Sh.R., Zhdanov L.M., Nikitenko V.Yu. Determination of the production/injection potential of a pair of producing and injection wells to optimize the reservoir pressure maintenance system and select candidates for geological and technical measures. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 78–83. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-78-83

Received: 13.08.2024

## Введение

В статье рассматриваются «зрелые» месторождения Западной Сибири, около 80 % добычи нефти на которых обеспечивают скважины базового фонда (действующий фонд скважин по состоянию на 1 января текущего года без учета геолого-технических мероприятий (ГТМ)) [1–3]. В силу данного факта и малых объемов бурения для данных месторождений является актуальной задача снижения темпов падения базовой добычи нефти. В связи с этим необходимо своевременно реагировать на факты снижения дебита нефти и вырабатывать ГТМ, в том числе и на нагнетательном фонде. Темпы падения базовой добычи на месторождениях за последний год составили почти 25 % и превышают темпы падения предыдущего периода на 2,8 %. На рисунке 1 представлена диаграмма отклонений добычи нефти от входного значения по году по причине роста обводненности и изменения добычи жидкости. Потенциал среднесуточной добычи базового фонда — величина среднесуточной добычи нефти, которую можно вернуть за счет восстановления дебита жидкости, — за последний год составил 1,8 тыс. т/сут.

С целью восстановления добычи жидкости необходимо проанализировать темпы ее падения и определить причины снижения дебитов жидкости. На текущий момент известны несколько методик, направленных на поиск

мероприятий по восстановлению дебита жидкости, в том числе такие как блочно-факторный анализ и целевая приемистость скважин [4–7]. С целью более глубокого анализа скважин создана новая методика — «потенциально-го восстановления дебита–приемистости». Сравнение методики с ранее разработанными приведено в таблице 1. Преимущество данной методики заключается в том, что подбираются комплексные мероприятия на ячейке, содержащей одну нагнетательную и одну или несколько добывающих скважин, а также рассчитывается потенциал восстановления дебита и приемистости скважин.

## Описание методики

Целью работы является создание методики, позволяющей рассчитать потенциальный дебит жидкости скважин на основе определения потенциала его восстановления.

Задачи, которые предстояло решить:

1. Рассчитать потенциал дебита жидкости добывающих скважин.
2. Рассчитать потенциал приемистости нагнетательных скважин.
3. Объединить потенциал дебита жидкости добывающих и приемистости нагнетательных скважин и разработать матрицу принятия решений для подбора ГТМ.
4. Рассчитать теоретический потенциальный дебит после проведения ГТМ, сопоставить с «историческими» данными.

## Расчет потенциального дебита жидкости добывающих скважин и приемистости нагнетательных (задачи 1, 2)

Расчет потенциального дебита жидкости (задача 1) и приемистости (задача 2) осуществляется посредством факторного анализа потерь базового фонда. Пользователь выбирает временной интервал и производит расчет факторного анализа изменения дебитов, используя формулы (1)–(3), и приемистости — формулы (4)–(6). Две временные точки (временной интервал) — текущая дата и «историческая» (дата проведения последнего ГТМ).

Факторами, влияющими на изменение дебита нефти из-за изменения дебита жидкости, являются:

- изменение продуктивности скважины  $K_{пр}$ :

$$\Delta Q_{жк_{пр}} = \frac{K_{пр_1} - K_{пр_0}}{2} \times \left( (P_{пр_1} - P_{заб_1}) + (P_{пл_0} - P_{заб_0}) \right) \times \left( \frac{Q_{ж}^i + Q_{ж}^0}{Q_{ж}^i + Q_{ж}^0} \right) \times \frac{1}{2}, \quad (1)$$

где  $K_{пр_1}$  — коэффициент продуктивности скважины на конец периода,  $m^3/(MPa \cdot c)$ ;  $K_{пр_0}$  — коэффициент продуктивности скважины на начало периода,  $m^3/(MPa \cdot c)$ ;  $P_{пл_1}$  — пластовое давление на конец периода, МПа;  $P_{заб_1}$  — забойное давление на конец периода, МПа;  $P_{пр_0}$  — пластовое давление

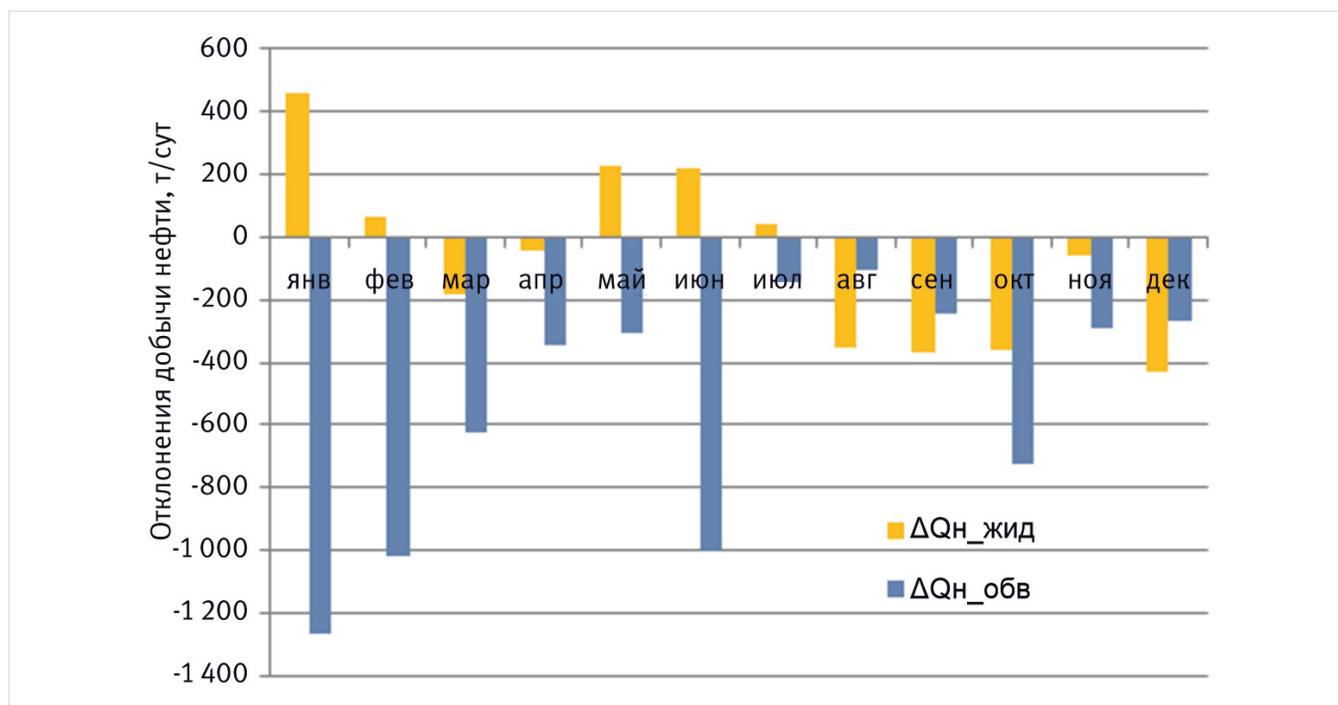


Рис. 1. Диаграмма отклонений добычи нефти  
Fig. 1. Oil production deviation char

Табл. 1. Сравнение методик поиска мероприятий по восстановлению дебита жидкости  
Tab. 1. Comparison of methods for searching for measures to restore fluid flow

№	Методика	Трудозатраты	Результат	Возможность использования результатов для сокращения операционных затрат
1	Блочно-факторный анализ	Средние	Рейтинг элементов заводнения пласта для проведения ГТМ	Расчеты ведутся на уровне блоков, отсутствуют поскважинный анализ
2	Методика расчета целевой приемистости	Средние	Поскважинные кандидаты на нагнетательный фонд на ГТМ	Приведение результатов расчета для подбора ГТМ только по нагнетательным скважинам
3	Методика потенциального восстановления дебита/ приемистости	Низкие	Поскважинные кандидаты на нагнетательный и добывающий фонд на ГТМ	Возможность использования результатов для подбора ГТМ на нагнетательном и добывающем фонде, а также в совместной их конфигурации

на начало периода, МПа;  $P_{заб0}^i$  — забойное давление на начало периода, МПа;  $Q_{н}^i$  — дебит нефти на конец периода, м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{ж}^i$  — дебит жидкости на конец периода, м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{н}^0$  — дебит нефти на начало периода, м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{ж}^0$  — дебит жидкости на начало периода, м<sup>3</sup>/сут;

- изменение пластового давления  $P_{пл}$ :

$$\Delta Q_{нр_{пл}} = \frac{K_{пр1} - K_{пр0}}{2} \times (P_{пл1} - P_{пл0}) \times \left( \frac{Q_{н}^i}{Q_{ж}^i} + \frac{Q_{н}^0}{Q_{ж}^0} \right) \times \frac{1}{2}, \quad (2)$$

- изменение забойного давления  $P_{заб}$ :

$$\Delta Q_{нр_{заб}} = - \left( \frac{K_{пр1} + K_{пр0}}{2} \times (P_{заб1} - P_{заб0}) \right) \times \left( \frac{Q_{н}^i}{Q_{ж}^i} + \frac{Q_{н}^0}{Q_{ж}^0} \right) \times \frac{1}{2}. \quad (3)$$

Факторами, влияющими на изменение приемистости скважин  $Q_{пр}$ , являются:

- изменение коэффициента приемистости  $K_{пр}$ :

$$\Delta Q_{пр_{к_{пр}}} = \left( \frac{K_{пр1} - K_{пр0}}{2} \right) \times \left( (P_{заб1} - P_{пл1}) - (P_{заб0} - P_{пл0}) \right), \quad (4)$$

где  $K_{пр1}$  — коэффициент приемистости скважины на конец периода, м<sup>3</sup>/(МПа·с);  $K_{пр0}$  — коэффициент приемистости скважины на начало периода, м<sup>3</sup>/(МПа·с);

- изменение пластового давления  $P_{пл}$ :

$$\Delta Q_{пр_{p_{пл}}} = \frac{K_{пр1} - K_{пр0}}{2} \times (P_{пл1} - P_{пл0}), \quad (5)$$

- изменение забойного давления  $P_{заб}$ :

$$\Delta Q_{пр_{p_{заб}}} = - \left( \frac{K_{пр1} - K_{пр0}}{2} \times (P_{заб1} - P_{заб0}) \right). \quad (6)$$

### Разработка матрицы принятия решений для подбора ГТМ (задача 3)

После расчета факторов изменения добычи и закачки в ячейке необходимо определить, какое корректирующее мероприятие согласно «историческому» изменению

дебитов и приемистости скважин необходимо провести. Для определения необходимого вида ГТМ была разработана авторская матрица выбора метода воздействия, включающая обработку призабойной зоны пласта (ОПЗ), бесподходную обработку призабойной зоны пласта (БОПЗ), интенсификацию добычи нефти (ИДН), увеличение закачки воды (путем замены/смены штуцера) (табл. 2).

Сопоставляя факторы снижения дебита и приемистости по ячейке, выбираются те, которые оказывают наибольшее влияние, т. е. если по добывающим скважинам наблюдаются максимальные потери по нефти по коэффициенту продуктивности, а по нагнетательной скважине — максимальное снижение приемистости из-за изменения пластового давления, то согласно матрице выбираются ОПЗ на добывающей скважине.

### Расчет теоретического потенциального дебита после проведения ГТМ (задача 4)

Расчет теоретических потенциальных дебитов основывается на изменении продуктивности скважин с фиксацией текущих забойного и пластового давлений. Вычисления проводятся по классической формуле притока:

$$Q_{ж\text{ потенц}} = \frac{kh(P_{пл} - P_{заб})}{1,841 \cdot \mu_a \cdot B_a \left[ \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) - 0,75 + S_{\text{потенц}} \right]}, \quad (7)$$

где  $Q_{ж\text{ потенц}}$  — потенциальный дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут;  $k$  — коэффициент проницаемости пласта, мкм<sup>2</sup>;  $h$  — перфорированная мощность пласта, м;  $P_{пл}$  — пластовое давление, МПа;  $P_{заб}$  — забойное давление, МПа;  $\mu_a$  — динамическая вязкость жидкости, МПа·с;  $B_a$  — объемный коэффициент жидкости, д.ед;  $R$  — радиус контура питания, м;  $r_c$  — радиус скважины, м;  $S_{\text{потенц}}$  — потенциальный скин-фактор, д.ед.

Потенциальный скин-фактор вычисляли путем снижения текущего значения на 2 единицы (среднее значение снижения скин-фактора призабойной зоны пласта после обработок на основании исследований авторов [8–10]).

Теоретический потенциальный дебит нефти был рассчитан по следующей формуле:

$$Q_{н\text{ потенц}} = Q_{ж\text{ потенц}} \cdot (1 - W), \quad (8)$$

где  $Q_{н\text{ потенц}}$  — потенциальный дебит нефти, м<sup>3</sup>/сут;  $W$  — фактическая обводненность скважины, д.ед.

Расчет теоретической потенциальной приемистости для нагнетательных скважин производился аналогично расчету потенциального дебита добывающих скважин. Расчетное забойное давление рассчитывается пересчетом из проектного давления закачки агента в нагнетательные скважины и давления высоты столба жидкости в скважине. Формула для расчета потенциальной приемистости следующая:

$$Q_{пр\text{ потенц}} = \frac{kh(P_{заб\text{ расчет}} - P_{пл})}{1,841 \cdot \mu_a \cdot B_a \left[ \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) - 0,75 + S_{\text{потенц}} \right]}, \quad (9)$$

где  $Q_{пр\text{ потенц}}$  — потенциальная приемистость, м<sup>3</sup>/сут;  $\mu_a$  — динамическая вязкость закачиваемого агента, МПа·с;  $B_a$  — объемный коэффициент закачиваемого агента, д.ед;  $P_{заб\text{ расчет}}$  — расчетное забойное давление, МПа, вычисляется по формуле:

$$P_{заб\text{ расчет}} = P_{зак} + \rho \cdot g \cdot h, \quad (10)$$

где  $P_{зак}$  — проектное давление закачки агента в пласт, МПа;  $\rho$  — плотность закачиваемого агента, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $h$  — высота столба жидкости, м.

### Пример расчета потенциала ячейки

Расчет произведен на примере ячейки №1 месторождения X (рис. 2). Данная ячейка включает в себя 4 добывающие и одну нагнетательную скважины. Данные по добывающим скважинам приведены в таблице 3.

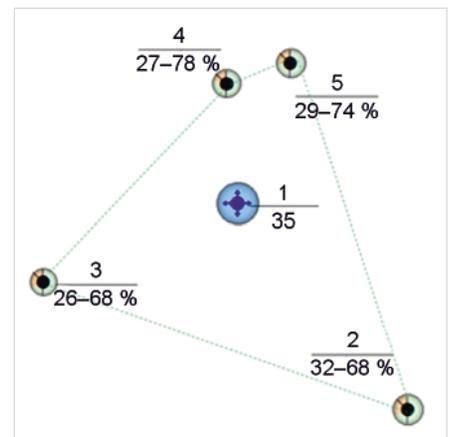


Рис. 2. Ячейка №1 месторождения X на карте текущих отборов

Fig. 2. Cell №1 of deposit X on the current selection map

Табл. 2. Матрица принятия решений  
Tab. 2. The decision-making matrix

	1. $\Delta Q_{нр_{к_{пр}}}$	2. $\Delta Q_{нр_{p_{пл}}}$	3. $\Delta Q_{нр_{p_{заб}}}$
1. $\Delta Q_{нр_{к_{пр}}}$	БОПЗ/ОПЗ (на добывающей/нагнетательной скважине)	БОПЗ (на нагнетательной скважине)	ИДН
2. $\Delta Q_{нр_{p_{пл}}}$	ОПЗ (на добывающей скважине)	Увеличение закачки (штуцер)	ИДН
3. $\Delta Q_{нр_{p_{заб}}}$	Увеличение закачки/ОПЗ (на добывающей скважине)	Увеличение закачки (штуцер)	ИДН

Табл. 3. Данные по добывающим скважинам ячейки №1  
Tab. 3. Data on producing wells of cell №1

Доб скв.	01.03.2020					01.08.2022				
	$Q_{ж}^i$ , т/сут	$Q_{н}^i$ , т/сут	$K_{прод}^i$ , т/(сут·МПа)	$P_{пл}^i$ , МПа	$P_{заб}^i$ , МПа	$Q_{ж}^i$ , т/сут	$Q_{н}^i$ , т/сут	$K_{прод}^i$ , т/(сут·МПа)	$P_{пл}^i$ , МПа	$P_{заб}^i$ , МПа
2	33	11	3,0	16,9	5,9	32	10,7	2,6	17,1	4,8
3	47	25,6	3,0	20,1	4,6	23	7,7	2,5	17,3	8
4	28	7	2,3	18,2	6,0	26	6,5	1,9	19,1	5,7
5	32	8,8	2,9	15,6	4,4	28	7,7	2,8	15,6	5,7

На первом этапе рассчитано изменение дебита добывающих скважин в зависимости от факторов, указанных в описании методики, на примере скважины № 2 (по формулам (1)–(3)):

– изменение дебита нефти из-за изменения дебита жидкости по причине изменения  $K_{пр}$  рассчитываем по формуле (1):

$$\Delta Q_{н,пр} = \left( \frac{(2,6-3) \times (16,9-5,9) + (2,6-3) \times ((17,1-4,8) - (16,9-5,9))}{2} \right) \times \left( \frac{10,7}{32} + \frac{11}{33} \right) \times \frac{1}{2} = -1,62 \left( \frac{т}{сут} \right); \quad (11)$$

– изменение дебита нефти по причине изменения  $R_{пл}$  рассчитываем по формуле (2):

$$\Delta Q_{н,р_{пл}} = \frac{2,6-3}{2} \times (17,1-16,9) \times \left( \frac{10,7}{32} + \frac{11}{33} \right) \times \frac{1}{2} = 0,19 \left( \frac{т}{сут} \right); \quad (12)$$

– изменение дебита нефти по причине изменения  $R_{заб}$  рассчитываем по формуле (3):

$$\Delta Q_{н,р_{заб}} = -\frac{2,6+3}{2} \times (4,8-5,9) \times \left( \frac{10,7}{32} + \frac{11}{33} \right) \times \frac{1}{2} = 1,09 \left( \frac{т}{сут} \right). \quad (13)$$

Аналогичным образом были вычислены факторы изменения дебитов нефти остальных добывающих скважин (табл. 4).

Следующим шагом по формулам (4)–(6) были вычислены факторы изменения приемистости нагнетательной скважины № 1 данной ячейки, данные по которой представлены в таблице 5;

– изменение приемистости по причине изменения  $K_{пр_{инж}}$  рассчитано по формуле (4):

$$\Delta Q_{пр,инж} = \frac{(3,3-18,4) \times ((39,9-26,8) + (41,2-30,6))}{2} = -179,24 \left( \frac{м^3}{сут} \right); \quad (14)$$

– изменение приемистости по причине изменения  $R_{пл}$  рассчитано по формуле (5):

$$\Delta Q_{пр,р_{пл}} = \frac{3,3+18,4}{2} \times (26,8-30,6) = -41,33 \left( \frac{м^3}{сут} \right); \quad (15)$$

– изменение приемистости по причине изменения  $R_{заб}$  рассчитано по формуле (6):

$$\Delta Q_{пр,р_{заб}} = \frac{3,3+18,4}{2} \times (41,2-39,9) = 14,56 \left( \frac{т}{сут} \right). \quad (16)$$

Сопоставление результатов расчетов добывающих и нагнетательной скважин показало, что в обоих случаях ключевой причиной снижения дебита нефти и приемистости является фактор снижения продуктивности (табл. 6).

Исходя из полученных результатов (табл. 6) и матрицы в таблице 2, сделан вывод о необходимости проведения ОПЗ на всех скважинах с потенциальным снижением скин-фактора на 2 единицы. Значение фактического скин-фактора  $S$ , согласно формуле (7), составило:

$$S = \frac{kh}{1,841 \cdot \mu_a \cdot B_a \cdot K_{пр_{инж}}} - \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) + 0,75 = \frac{8,644,7}{1,841 \cdot 0,62 \cdot 1,06 \cdot 2,6} - \ln \left( \frac{419}{0,108} \right) + 0,75 = 5,42 \text{ д.ед.} \quad (17)$$

Потенциальный скин-фактор:

$$S_{потенц(доб)} = S - 2 = 5,42 - 2 = 3,42 \text{ (д.ед.)}. \quad (18)$$

Потенциальный дебит жидкости и нефти:

$$Q_{ж,потенц} = \frac{kh(P_{пл} - P_{заб})}{1,841 \cdot \mu_a \cdot B_a \cdot K_{пр_{инж}} \left[ \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) - 0,75 + S_{потенц} \right]} = \frac{8,644,7 \times (17,1-4,8)}{1,841 \cdot 0,62 \cdot 1,06 \cdot \left[ \ln \left( \frac{419}{0,108} \right) - 0,75 + 3,42 \right]} = 37,85 \frac{м^3}{сут}; \quad (19)$$

$$Q_{н,потенц} = Q_{ж,потенц} \cdot (1 - W) = 37,85 \cdot (1 - 0,65) = 13,34 \left( \frac{т}{сут} \right). \quad (20)$$

Аналогично выполнили расчет по остальным добывающим скважинам. Для нагнетательной скважины № 1 определили потенциальный скин-фактор по формуле (7):

$$S = \frac{kh}{1,841 \cdot \mu_a \cdot B_a \cdot K_{пр_{инж}}} - \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) + 0,75 = \frac{8,5 \cdot 3,9}{1,841 \cdot 0,39 \cdot 1,01 \cdot 3,3} - \ln \left( \frac{350}{0,108} \right) + 0,75 = 6,5 \text{ (д.ед.)}; \quad (21)$$

$$S_{потенц(наг)} = S - 2 = 6,5 - 2 = 4,5 \text{ (д.ед.)}; \quad (22)$$

$$P_{заб,расчет} = P_{заб} + \rho \cdot g \cdot h = -18 + \frac{1025 \cdot 9,8 \cdot 2507,6}{10^6} = 43,2 \text{ (МПа)}; \quad (23)$$

$$Q_{пр,потенц} = \frac{kh(P_{заб,расчет} - P_{пл})}{1,841 \cdot \mu_a \cdot B_a \left[ \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) - 0,75 + S_{потенц} \right]} = \frac{8,5 \cdot 3,9 \cdot (43,2 - 30,6)}{1,841 \cdot 0,39 \cdot 1,01 \cdot \left[ \ln \left( \frac{350}{0,108} \right) - 0,75 + 4,5 \right]} = 48,7 \left( \frac{м^3}{сут} \right). \quad (24)$$

Результаты расчета потенциала ячейки № 1 представлены в таблице 7.

Сравнивая результаты факторного анализа и расчета потенциала ячейки, видим, что потери нефти по причине снижения продуктивности сопоставимы с потенциалом возврата дебита нефти. Следовательно, по данной ячейке можно за счет ОПЗ увеличить значения дебита нефти до первоначального уровня.

Используя данную методику, выполнили расчет на всех ячейках региона и определили 18 первоочередных ячеек (табл. 8) для проведения того или иного мероприятия из матрицы принятия решений (табл. 2). Выбранные мероприятия были реализованы, и в результате получена дополнительная добыча нефти

Табл. 4. Результаты расчета факторов изменения дебитов нефти добывающих скважин  
Tab. 4. The results of calculating the factors of changes in oil production rates of producing wells

Доб скв.	Возвратные потери нефти			Невозвратные потери нефти
	$\Delta K_{пр_{инж}}$ , т/сут	$\Delta R_{пл}$ , т/сут	$\Delta R_{заб}$ , т/сут	Потери по обводненности, т/сут
2	-1,62	0,19	1,09	0,04
3	-3,00	-3,39	-4,16	-7,35
4	-1,14	0,48	0,16	0
5	-0,13	0,00	-0,97	0
Итого по ячейке №NNN	-5,88	-2,73	-3,88	-7,31

Табл. 5. Данные по нагнетательной скважине № 1  
Tab. 5. Data on injection well № 1

01.03.2020				01.08.2022			
$Q_{пр_{инж}}$ , м <sup>3</sup> /сут	$K_{пр_{инж}}$ , м <sup>2</sup> /(сут·МПа)	$R_{пл}$ , МПа	$R_{заб}$ , МПа	$Q_{пр_{инж}}$ , м <sup>3</sup> /сут	$K_{пр_{инж}}$ , м <sup>2</sup> /(сут·МПа)	$R_{пл}$ , МПа	$R_{заб}$ , МПа
241	18,4	26,8	39,9	35	3,3	30,6	41,2

Табл. 6. Сопоставление результатов факторного анализа добывающих и нагнетательной скважин  
Tab. 6. Comparison of the results of factor analysis of production and injection wells

Ячейка №NNN месторождения X	Факторный анализ, т/сут		
	$\Delta K_{пр}$ ( $\Delta K_{пр_{инж}}$ )	$\Delta R_{пл}$	$\Delta R_{заб}$
Факторный анализ изменения добычи нефти с ячейки, т/сут	-5,88	-2,73	-3,88
Факторный анализ приемистости ячейки, м <sup>3</sup> /сут	-179,24	-41,33	14,56

Табл. 7. Результаты расчета потенциала ячейки № 1  
Tab. 7. The results of calculating the potential of cell № 1

	$Q_{ж}$ , т/сут	$Q_{н}$ , т/сут	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	$Q_{н}$ , м <sup>3</sup> /сут	$Q_{пр}$ , м <sup>3</sup> /сут
Фактические значения	109	32,7	112,5	39,1	35,0
Потенциальные значения	122,6	38,6	126,6	46,1	48,7
Разница значений	13,6	5,9	14,0	7,0	13,7

в объеме 13,1 тыс. т. На рисунке 3 приведена динамика фактической добычи нефти и прогнозной базовой добычи, из которых виден эффект от проводимых мероприятий и интервал продолжительности его действия.

### Итоги

- Выполнен расчет потенциала по всем добывающим и нагнетательным скважинам рассматриваемого региона.
- Разработана матрица принятия решений, связывающая нагнетательную и прилегающие к ней добывающие скважины, для определения необходимого мероприятия в данной ячейке.
- С помощью разработанной матрицы подобраны 18 первоочередных кандидатов (групп скважин) на ОПЗ,

дополнительная добыча нефти от которых составила 13,1 тыс. т.

### Выводы

Разработана методика определения потенциальных дебитов добывающих и приемистости нагнетательных скважин, оптимизации системы ППД с целью увеличения продуктивности добывающих скважин и подбора ГТМ на основе восстановления потерь дебита нефти за счет увеличения дебита жидкости. Методика была успешно реализована на рассмотренных месторождениях Западной Сибири и может применяться на других месторождениях.

### Литература

1. Полежаев В.О., Гимаев Р.Д., Жданов Л.М., Рамазанов Р.Р., Логачев Д.В. Методика подбора скважин-кандидатов «Автовыбор

ГТМ» для проведения геолого-технических мероприятий // Вестник Академии наук Республики Башкортостан, 2023. Т. 48. № 3. С. 15–21.

2. Сулейманова М.В., Мироненко А.А., Сафин А.З., Бадретдинова А.А., Валиулли Т.И., Гарипов А.Р. Релаксация остаточных запасов нефти на заключительной стадии разработки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 72–75.
3. Ялашев И.И., Ганиев Ш.Р., Жданов Л.М., Никитенко В.Ю. Аналитический поиск скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ на примере месторождений Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 61–65.
4. Антонов М.С., Гумерова Г.Р.,

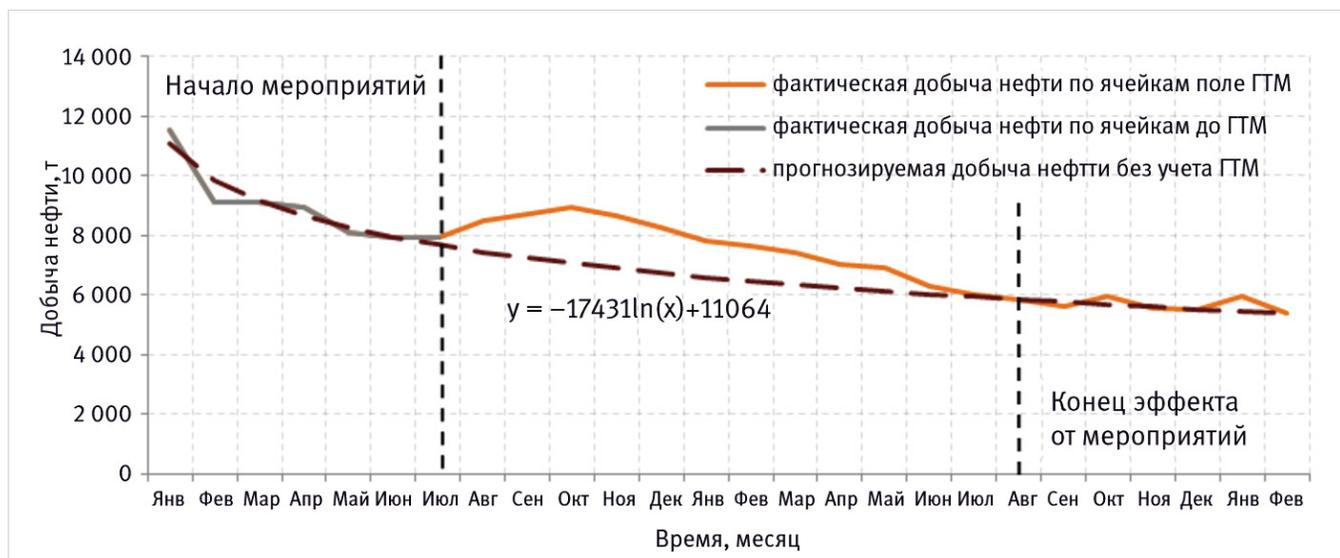


Рис. 3. Динамика добычи нефти в ячейках, подобранных по методике на геолого-технические мероприятия  
Fig. 3. Dynamics of oil production in cells selected according to the methodology for geological and technical measures

Табл. 8. Первоочередные ячейки, подобранные по методике на геолого-технические мероприятия  
Tab. 8. Priority cells selected according to the methodology for geological and technical activities

Месторождение	Дата проведения мероприятия	№ ячейки	ГТМ	Дополнительная добыча нефти от ГТМ, т			
				Август	Сентябрь	Октябрь	Итого
Мест. X	13.авг	7	Увеличение закачки	8	13	17	112
Мест. X	14.авг	6	ОПЗ	18	17	22	151
Мест. X	17.авг	1	БОПЗ/ОПЗ	56	72	93	620
Мест. F	02.сен	8	Увеличение закачки	–	5	7	45
Мест. F	04.сен	9	БОПЗ/ОПЗ	–	60	77	487
Мест. F	15.сен	3	БОПЗ	–	270	349	2 197
Мест. F	21.сен	4	БОПЗ	–	26	34	213
Мест. T	01.авг	11	ИДН	92	77	104	885
Мест. T	07.авг	2	БОПЗ/ОПЗ	103	88	115	877
Мест. T	09.авг	3	Увеличение закачки	29	14	18	141
Мест. T	12.авг	4	ОПЗ	44	38	51	467
Мест. T	13.авг	5	БОПЗ/ОПЗ	161	7	8	213
Мест. L	06.сен	7	БОПЗ/ОПЗ	–	167	216	1 413
Мест. V	15.авг	10	БОПЗ/ОПЗ	23	25	32	219
Мест. Z	26.авг	12	БОПЗ/ОПЗ	120	231	298	1 934
Мест. Z	28.авг	14	ИДН	38	42	54	367
Мест. Z	29.авг	17	БОПЗ/ОПЗ	118	92	119	843
Мест. Z	31.авг	18	БОПЗ/ОПЗ	217	219	282	1 933
Итого				1 026	1 463	1 896	1 3118

- Рафикова Ю.И., Салиенко Н.Н., Кевлич Р.В., Чермянин П.И. Повышение эффективности процесса мониторинга разработки месторождений на основе построения эталонных характеристик вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 44–48.
5. Ганиев Ш.Р., Антонов М.С., Волков М.Г., Салиенко Н.Н., Кевлич Р.В. Разработка методики расчета целевой приемистости нагнетательных скважин и эффективность ее внедрения на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 54–58.
6. Каримова Л.М., Михайлов А.Л., Агишев Э.Р., Фатхлисламов М.А., Ганиев Ш.Р. Разработка экспресс-методики оптимизации системы поддержания пластового давления в условиях искусственного ограничения добычи // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. № 1. С. 99–112.
7. Наугольнов М.В. Использование инструментов блочно-факторного анализа для управления заводнением и оптимизации системы ППД // Инженерная практика. 2015. № 6–7.
8. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: Премиум Инжиниринг, 2009. 570 с.
9. Склюев П.В., Данилова Н.М., Асланян В.П. Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ) как эффективный метод увеличения продуктивности скважин // Материалы 50-й всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 75-летию УГНТУ. 2023. С. 343–347.
10. Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В., Ефимов А.А. Анализ результатов оценок скин-фактора в условиях дефицита исходной информации // PRONEFT. Профессионально о нефти. 2023. № 2. С. 97–104.

## ENGLISH

### Results

A methodology has been developed for determining the potential flow rates of producing and pumping wells, and the selection of geological and technical measures based on the restoration of oil flow losses by restoring the flow rate of liquid. The technique allows you to quickly analyze all the cells of the region, identify the most problematic ones and select the necessary action, as well as, due to its simplicity, it is scalable to other fields of PJSC Rosneft Oil Company.

### References

1. Polezhaev V.O., Gimaev R.D., Zhdanov L.M., Ramazanov R.R., Logachev D.V. Methodology for selection of candidate wells “Auto-selection of geological and technical measures” for geological and technical measures. Herald of the academy of sciences of the republic of Bashkortostan, 2023, Vol. 48, issue 3, P. 15–21. (In Russ).
2. Suleymanova M.V., Safin A.Z., Mironenko A.A., Badretdinova A.A., Valiullin T.I., Garipov A.R. Oil migration on the last stage of oil fields development. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 72–75. (In Russ).
3. Yalashiev I.I., Ganiev Sh.R., Zhdanov L.M., Nikitenko V.Y. Analytical search of candidate wells for repair and insulation works on the example of fields in Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 61–65. (In Russ).
4. Antonov M.S., Gumerova G.R., Rafikova Yu.I., Saliyenko N.N., Kevlich R.V., Chermyanin P.I. Improving the efficiency of monitoring oil fields development on the basis of standard displacement characteristics. Oil Industry, 2019, issue 4, P. 44–48. (In Russ).
5. Ganiev Sh.R., Antonov M.S., Volkov M.G., Saliyenko N.N., Kevlich R.V. Development of the method for calculating the target injectivity of injection wells and the efficiency of its implementation at the deposits of Slavneft-Megionneftegas JSC. Oil industry, 2019, issue 6, P. 54–58. (In Russ).
6. Karimova L.M., Mikhailov A.L., Agishev E.R., Fatkhislamov M.A., Ganiev Sh.R. Development of an express methodology for reservoir pressure maintenance system optimizing under simulated production restriction. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products, 2023, issue 1, P. 99–112. (In Russ).

### Conclusions

- The calculation of the potential for production and injection wells of the entire region has been performed.
- A decision-making matrix has been developed linking the injection and adjacent production wells to determine the necessary action in this cell.
- With the help of the developed decision-making matrix, 18 priority candidates were selected for processing the bottom of the well.
- The methodology allows you to quickly analyze all the cells of the region, identify the most problematic and select the necessary measures.

7. Naugolnov M.V. Using block factor analysis tools to control flooding and optimize the reservoir pressure maintenance system. Engineering practice, 2015, issue 6–7. (In Russ).
8. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering. Moscow: Premium Engineering, 2009, 570 p. (In Russ).
9. Sklyuev P.V., Danilova N.M., Aslanyan V.P. Bottomhole treatment (BT) as an effective method of well productivity improvement. Materials of the 50th All-Russian Scientific and Technical conference of young scientists, postgraduates and students with international participation, dedicated to the 75th anniversary of USPTU. 2023. P. 343–347. (In Russ).
10. Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V., Efimov A.A. Analysis of the results determination of the skin factor in conditions of a deficit of initial information. PRONEFT. Professionally about oil, 2023, issue 2, P. 97–104. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Ялашев Искандар Ильгизович**, ведущий специалист отдела разработки и мониторинга месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
**Для контактов:** yalashievii@bnipi.rosneft.ru

**Ганиев Шамиль Рамилевич**, начальник отдела разработки и мониторинга месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Жданов Ленар Маратович**, начальник управления по разработке месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Никитенко Владимир Юрьевич**, заместитель начальника управления по разработке месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Yalashiev Iskandar Ilgizovich**, leading specialist of the department for development and monitoring of SN-MNG fields, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
**Corresponding author:** yalashievii@bnipi.rosneft.ru

**Ganiev Shamil Ramilevich**, head of the department for development and monitoring of SN-MNG fields, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Zhdanov Lenar Maratovich**, head of department for development of SN-MNG Fields, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Nikitenko Vladimir Yurievich**, deputy head of department for development of SN-MNG fields, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia