

УДК 622.276

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА Ю₁¹ ЧИСТИННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

¹Дягилев В.Ф., ²Кононенко А.А., ²Леонтьев С.А.

¹ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», филиал, Нижневартовск,
e-mail: Tiu-nv@mail.ru;

²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, e-mail: general@tsogu.ru

Статья посвящена изучению фильтрационной неоднородности межскважинного пространства на примере пласта Ю₁¹ Чистинного месторождения с помощью индикаторного (трассерного) метода. Данный метод изучения направления и скорости фильтрационных потоков использует меченые вещества (индикаторы). В качестве индикаторов использовались следующие вещества – карбамид, уранин – А, родамин – С и эозан – Н. Закачка индикаторов на Чистинном месторождении осуществлена через устья нагнетательных скважин, а отбор проб осуществлялся из добывающих скважин реагирующего окружения. В статье представлены схемы закачки и отбора проб по скважинам Чистинного месторождения, а также схемы направления нагнетаемой воды и обводненности добывающих скважин в области нефтефильтрационным системам (НФС). Представлены полученные зависимости относительной концентрации индикатора от действительной скорости перемещения индикатора в пласте от нагнетательной скважины и относительной массы вынесенного индикатора от скорости перемещения индикатора в пласте по окружающим добывающим скважинам. По расчетно-экспериментальным данным индикаторных исследований были построены зависимости процентного соотношения производительности каналов нефтефильтрационных систем реагирующего окружения нагнетательной скважины, а также карты направления и доли нагнетаемой воды и карты обводненности добывающих скважин. Это позволяет прогнозировать и предупреждать причины формирования участков пласта, не охваченных процессом вытеснения нефти и зон опережающего обводнения пласта по высокопроницаемым каналам. В результате проведенных исследований по реагирующему окружению нагнетательных скважин 129, 150, 152, 173 «проблемным» участком по результатам индикаторных исследований определено межскважинное пространство нагнетательной скважины 150 и реагирующего окружения добывающих скважин 139, 162, 163, 180, 470п. Все добывающие скважины окружения обводняются по каналам НФС более чем на 20%. Скважина 163 по каналом НФС от нагнетательной 150 обводняется более чем наполовину. В область НФС нагнетательной скважиной 150 закачивается более 47% воды от общей приемистости скважины 150.

Ключевые слова: индикаторы, трассерный метод, нагнетательная скважина, высокопроницаемые каналы, карты обводненности, вытеснение нефти

ANALYSIS OF THE RESULTS OF TRACERIAL STUDIES ON THE EXAMPLE OF THE UV₁¹ OF CHISTINE DEPOSIT

¹Dyagilev V.F., ²Kononenko A.A., ²Leontev S.A.

¹The branch of the Tyumen Industrial University, Nizhnevartovsk, e-mail: Tiu-nv@mail.ru;

²Tyumen Industrial University, Tyumen, e-mail: general@tsogu.ru

The article is devoted to the study of the filter heterogeneity of the interwell space on the Yu11 stratum. A pure study using the indicator (tracer) method. This method of studying the direction and speed of filtration flows uses labeled substances (indicators). The following substances were used as indicators: Carbamide, Uranin-A, Rodamin-S and Eozan-N. The injection of indicators at the Chistinoeye field was carried out through the wellheads of the injection wells, and samples were taken from the producing wells of the reactive environment. In the article schemes of injection and sampling of wells from the Chistinoeye field are presented, as well as schemes for directing injected water and watering of producing wells in the field of oil filtration systems (NFS). Presented data affects the fact that they affect me. According to the calculated and experimental data of indicator studies, the percentages of the productivity ratio of the channels of the oil filtration systems of the reactive environment of the injection well, as well as the maps of the directions and the proportion of the injected water and the water-cut map of the production wells were constructed. This allows you to predict and warn about what is happening, and does not spend time on it. As a result of the conducted studies on the reactive environment of the injection wells 129, 150, 152, 173, the «problematic» section based on the results of indicator studies confirmed by the inter-wellbore space of the injection well 150 and the reactive environment of the producing wells is 139, 162, 163, 180, 470p. All production wells in the environment are flooded in the NFS channels by more than 20%. Well 163 through the channel NSF from the injection 150 is watered more than half. More than 47% of the water is injected into the NPS area of the injection well 150 from the total injectivity of the well 150.

Keywords: syndicators, tracer method, injection wells, high permeability channels, watercut maps, oil displacement

Повышение степени выработки запасов углеводородов обеспечивается, в частности, путём детального изучения геологического строения и фильтрационной неоднородности межскважинного пространства продуктивных коллекторов. Это позволяет

прогнозировать и предупреждать причины формирования участков пласта, не охваченных процессом вытеснения нефти, и зон опережающего обводнения пласта по высокопроницаемым каналам (областям) нефтефильтрационным системам (НФС).

Одним из немногочисленных методов изучения фильтрационной неоднородности межскважинного пространства является индикаторный (трассерный) метод – метод изучения направления и скорости фильтрационных потоков с помощью меченых веществ [1–3].

Для проведения интерпретации результатов трассирования фильтрационных потоков пласта Ю₁¹ Чистинного месторождения были приняты во внимание следующие геолого-физические и промысловые данные:

- координаты пластопересечения по скважинам;
- свойства пластовых флюидов;
- забойные и пластовые давления;
- фактические данные по эксплуатации добывающих нагнетательных скважин за весь период исследований;
- карты изобар и текущего состояния разработки;
- дополнение к технологической схеме разработки Чистинного месторождения.

Закачка индикаторов на Чистинном месторождении осуществлена через устья нагнетательных скважин 309, 173, 152, 150, 129. Выбраны добывающие скважины реагирующего окружения (рис. 1, табл. 1) [4–6].

Таблица 1

Выбранные скважины для проведения индикаторных исследований

Нагнетательные скважины	Добывающие скважины для отбора проб
129	130, 131, 139, 140, 488Р
150	139, 162, 163, 180, 470П
152	130, 139, 140, 142, 153, 162, 163, 164, 175, 470П, 488Р
173	139, 162, 163, 164, 175, 180, 182, 183, 191, 470П
309	307, 308, 479Р, 801, 803, 804

Дата и время закачки индикаторов, масса и объемы закачки представлены в таблице (табл. 2).

Таблица 2

Данные по закачке индикаторов

Скв.	Индикатор	Дата закачки	Концентрация (кг/м ³)	Объем закачки (м ³)	Масса (кг)
129	Карбамид	31.01.2012	100	6	600
150	Уранин-А	01.02.2012	1	6	6
152	Родамин-С	01.02.2012	3	6	18
173	Эозин-Н	01.02.2012	2	8	16
309	Уранин-А	31.01.2012	1	6	6

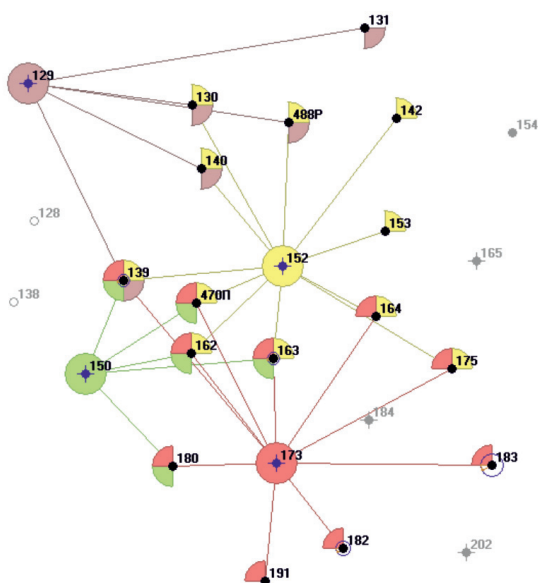


Рис. 1. Схема закачки и отбора проб 129, 150, 152, 173

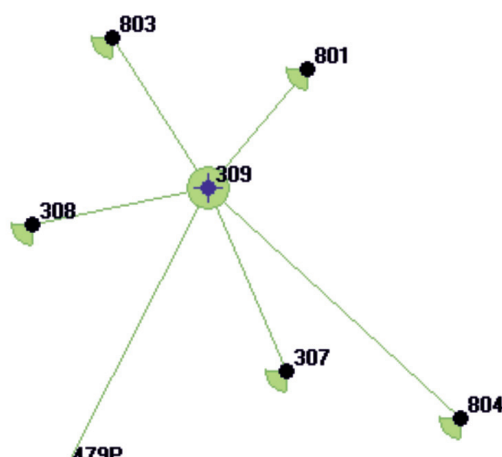


Рис. 2. Схема закачки и отбора проб

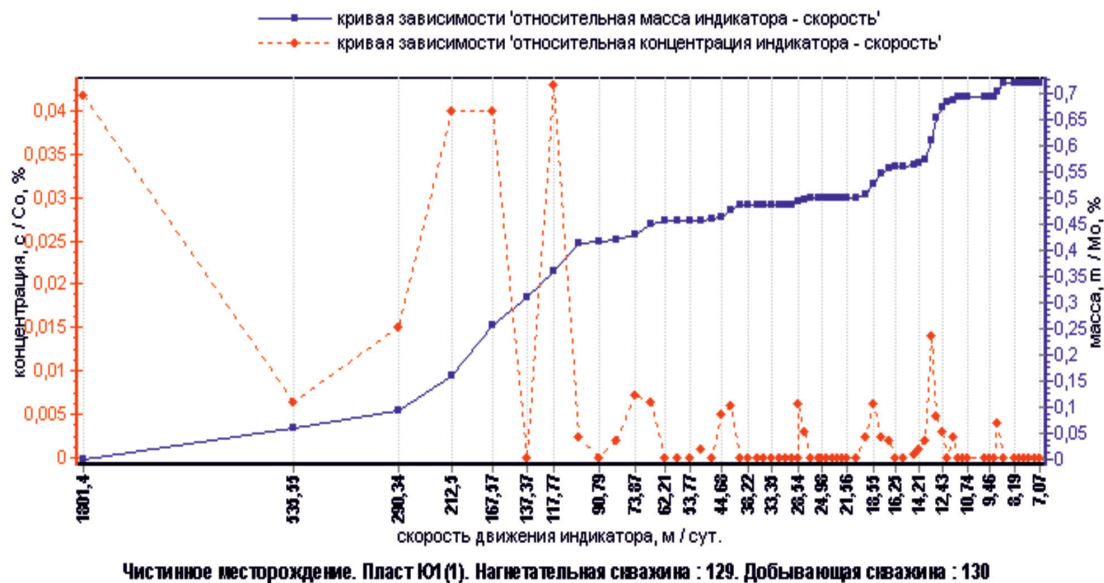


Рис. 3. Зависимости по окружающим добывающим скважинам

На рис. 3 представлена полученная зависимость «относительной концентрации индикатора от действительной скорости перемещения индикатора в пласте» от нагнетательной скважины 129 и «относительной массы вынесенного индикатора от скорости перемещения индикатора в пласте» по окружающим добывающим скважинам.

По расчетно-экспериментальным данным индикаторных исследований были построены следующие зависимости за весь период исследований:

- Процентное соотношение производительности каналов НФС реагирующего окружения нагнетательной скважины 129 пласта Ю₁¹ (рис. 4);

- Процент нагнетаемой 129 скважиной воды в область НФС и процент добываемой воды по каналам НФС реагирующего окружения пласта Ю₁¹ (рис. 5);

- Карта направления и доли нагнетаемой воды в область НФС для реагирующего окружения нагнетательной скважины 129 пласта Ю₁¹ (рис. 6);

- Карта обводненности добывающих скважин по каналам НФС для реагирующего окружения нагнетательных скважин 129 пласта Ю₁¹ (рис. 7).

Больше половины закачанного индикатора от 129 нагнетательной скважины перемещается в направлении скважины 139 – ~58% (рис. 5, 6). Также индикатор от нагнетательной скважины 129 пере-

мещается в направлении добывающих скважин 140, 130, 131 и 488р. В добывающие скважины 803, 479р, 801 и 804 от 309 нагнетательной пришло соответственно 23%, 10%, 6,5% и 2,5% от суммарного количества извлеченного индикатора. Наибольшая производительность каналов НФС установлена в межскважинном пространстве скважин 129–139 – 16,012 м³/сут, а также производительность 6,265 м³/сут установлена в межскважинном пространстве скважин 129–140 (рис. 4). Объем каналов НФС в межскважинном пространстве системы скважин 129–139 составляет 383,2 м³, скважин 129 – 140–134 м³ (рис. 4). В межскважинном пространстве остальных скважин окружения нагнетательной скважины 129 не выявлено больших объемов каналов НФС (рис. 4).

При этом добывающая скважина 131 довольно сильно обводняется по каналам НФС – ~6,3%, а 140 и 139 скважины на ~5,1% и ~5,5%, (см. рис. 5, 7).

Всего же в область НФС пласта Ю₁¹ скважиной 129 закачивается ~27,6 м³/сут (рис. 5), что составляет ~7% от общей приемистости скважины 129 пласта Ю₁¹.

По результатам расчетно-экспериментальных данных индикаторных исследований получены зависимости «относительной концентрации индикатора от действительной скорости перемещения индикатора в пласте» и «относительной массы выне-

сенного индикатора от скорости перемещения индикатора в пласте» от скважины 150. Были построены следующие зависимости за весь период исследований:

– Карта направления и доли нагнетаемой воды в область НФС для реагирующего окружения нагнетательной скважины 150 пласта Ю₁¹;

– Карта обводненности добывающих скважин по каналам НФС для реагирующего окружения нагнетательных скважин 150 пласта Ю₁¹;

– Процент нагнетаемой 150 скважиной воды в область НФС и процент добываемой воды по каналам НФС реагирующего окружения пласта Ю₁¹;

– Процентное соотношение производительности каналов НФС реагирующего окружения нагнетательной скважины 150 пласта Ю₁¹;

– Почти 43% закачанного индикатора от 150 нагнетательной скважины перемещается в направлении скважины 163. Также индикатор от нагнетательной скважины 150 перемещается в направлении добывающих скважин 139, 162, 180 и 470П. В добывающие скважины 139, 162, 180 и 470П от 150 нагнетательной пришло соответственно ~18%, ~16%, ~15% и ~8% от суммарного количества извлеченного индикатора.

Наибольшая производительность каналов НФС установлена в межскважинном пространстве скважин 150 – 163–150,3 м³/сут. Объем каналов НФС в межскважинном пространстве системы скважин 150-163 составляет 10994,6 м³, скважин 150 – 180–2502 м³, скважин 150 – 139–3483 м³, скважин 150 – 162–3165 м³, скважин 150 – 470п–1644,8 м³.

При этом добывающие скважины 163, 139, 162, 180 и 470п сильно обводняются по каналам НФС – ~53%, ~22,7%, ~34%, ~36% и ~23%. Всего же в область НФС пласта Ю₁¹ скважиной 150 закачивается ~351,9 м³/сут, что составляет ~47% от общей приемистости скважины 150 пласта Ю₁¹.

По результатам расчетно-экспериментальных данных индикаторных исследований получены зависимости «относительной концентрации индикатора от действительной скорости перемещения индикатора в пласте» и «относительной массы вынесенного индикатора от скорости перемещения индикатора в пласте» от скважины 152. Были построены следующие зависимости за весь период исследований:

– Карта направления и доли нагнетаемой воды в область НФС для реагирующего окружения нагнетательной скважины 152 пласта Ю₁¹;

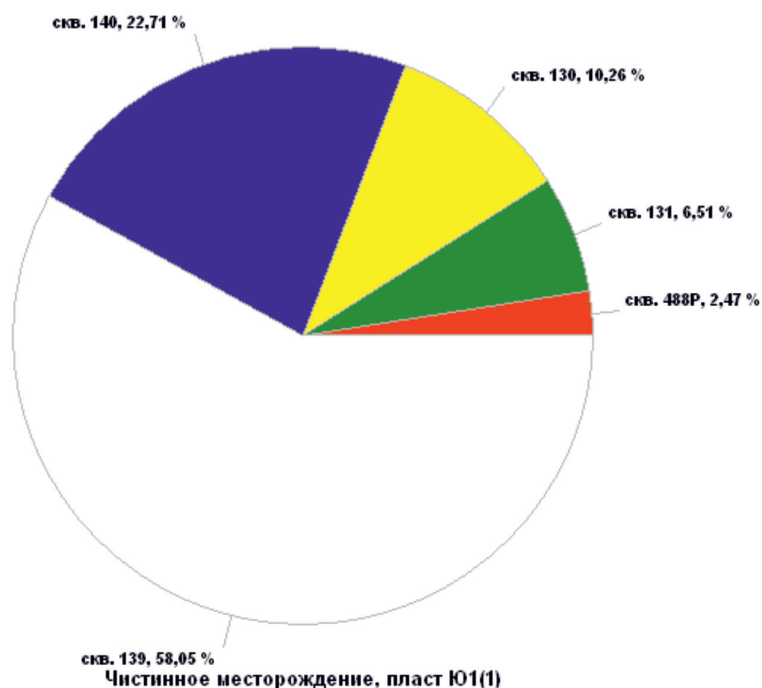


Рис. 4. Производительность каналов НФС (%) реагирующего окружения нагнетательной скважины 129 пласта Ю₁¹

– Карта обводненности добывающих скважин по каналам НФС для реагирующего окружения нагнетательных скважин 152 пласта Ю₁¹;

– Процент нагнетаемой 152 скважиной воды в область НФС и процент добываемой воды по каналам НФС реагирующего окружения пласта Ю11;

– Процентное соотношение производительности каналов НФС реагирующего окружения нагнетательной скважины 152 пласта Ю₁¹.

Индикатор от 152 нагнетательной скважины перемещается в направлении скважины 163 ~20%.

Также индикатор от нагнетательной скважины 152 перемещается в направлении добывающих скважин 139, 162, 164, 142, 175, 140, 470П, 488Р, 130 и 153. В добывающие скважины 139, 162, 164 и 142 от 152 нагнетательной пришло соответственно ~16%, ~12,5%, ~11,8% и ~10,7% от суммарного количества извлеченного индикатора.

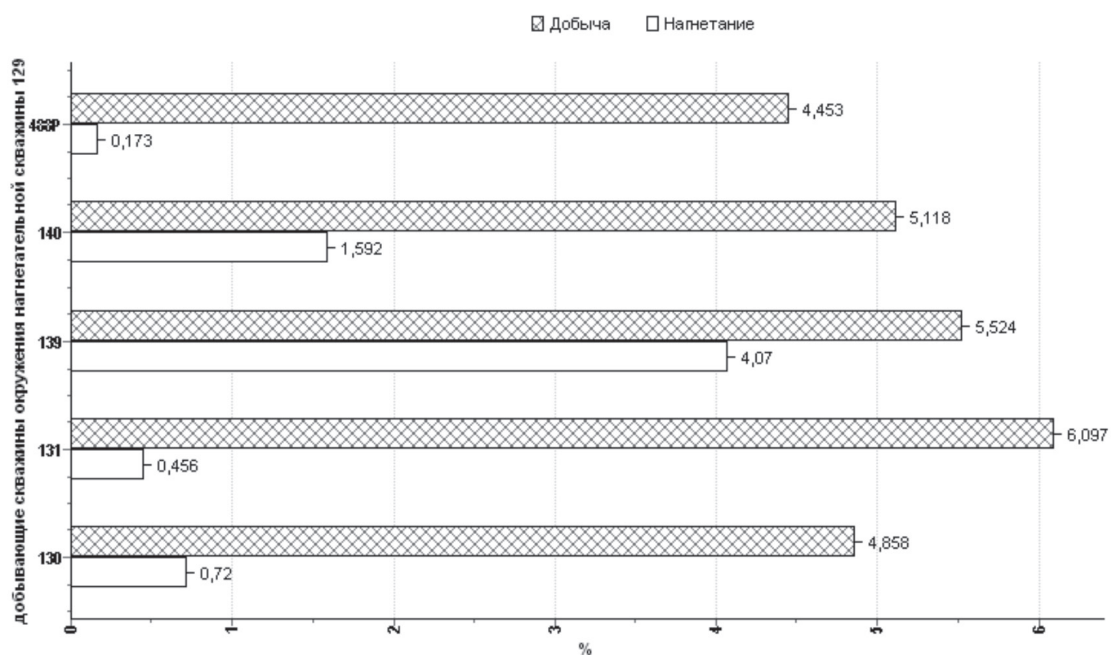


Рис. 5. Нагнетаемая и добываемая вода (%) по каналам НФС

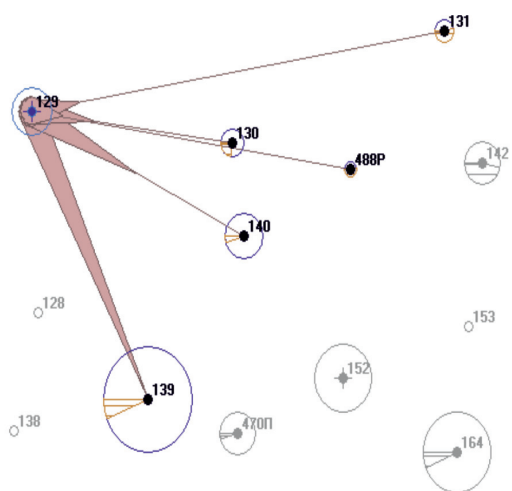


Рис. 6. Схема направления нагнетаемой воды (%) в область НФС

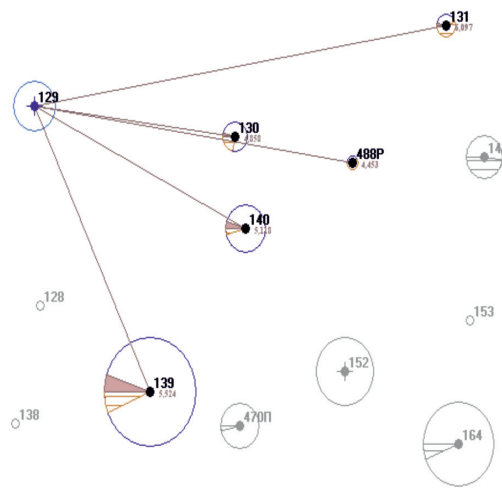


Рис. 7. Схема обводненности добывающих скважин по каналам НФС

Наибольшая производительность каналов НФС установлена в межскважинном пространстве скважин 152 – 163–0,809 м³/сут, а так же производительность 0,663 м³/сут установлена в межскважинном пространстве скважин 152–139. В межскважинном пространстве скважин окружения нагнетательной скважины 152 не выявлено больших объемов каналов НФС.

Обводненность по каналам НФС для скважин окружения 152 нагнетательной скважины не превышает 2%, 1%. Всего же в область НФС пласта Ю₁¹ скважиной 152 закачивается ~4,059 м³/сут, что составляет ~0,679% от общей приемистости скважины 152 пласта Ю₁¹.

По результатам расчетно-экспериментальных данных индикаторных исследований получены зависимости «относительной концентрации индикатора от действительной скорости перемещения индикатора в пласте» и «относительной массы вынесенного индикатора от скорости перемещения индикатора в пласте» от скважины 173. Были построены следующие зависимости за весь период исследований:

- Карта направления и доли нагнетаемой воды в область НФС для реагирующего окружения нагнетательной скважины 173 пласта Ю₁¹;

- Карта обводненности добывающих скважин по каналам НФС для реагирующего окружения нагнетательных скважин 173 пласта Ю₁¹;

- Процент нагнетаемой 173 скважиной воды в область НФС и процент добываемой воды по каналам НФС реагирующего окружения пласта Ю₁¹;

- Процентное соотношение производительности каналов НФС реагирующего окружения нагнетательной скважины 173 пласта Ю₁¹.

Индикатор от 173 нагнетательной скважины перемещается в направлении скважины 183 ~20%.

Также индикатор от нагнетательной скважины 173 перемещается в направлении добывающих скважин. В добывающую скважину 163 и 182 от 173 нагнетательной пришло соответственно ~13% и ~11% от суммарного количества извлеченного индикатора.

Наибольшая производительность каналов НФС установлена в межскважинном пространстве скважин 173 и 183–3,85 м³/сут. В межскважинном пространстве скважин окружения нагнетательной скважины 152 не выявлено больших объемов каналов НФС.

Обводнение по каналам НФС для скважин окружения 173 нагнетательной сква-

жины не превышает 2%. Всего же в область НФС пласта Ю₁¹ скважиной 173 закачивается ~14,705 м³/сут, что составляет ~6,121% от общей приемистости скважины 173 пласта Ю₁¹.

По результатам расчетно-экспериментальных данных индикаторных исследований получены зависимости «относительной концентрации индикатора от действительной скорости перемещения индикатора в пласте» и «относительной массы вынесенного индикатора от скорости перемещения индикатора в пласте» от скважины 309. Были построены следующие зависимости за весь период исследований:

- Карта направления и доли нагнетаемой воды в область НФС для реагирующего окружения нагнетательной скважины 309 пласта Ю₁¹;

- Карта обводненности добывающих скважин по каналам НФС для реагирующего окружения нагнетательных скважин 309 пласта Ю₁¹;

- Процент нагнетаемой 309 скважиной воды в область НФС и процент добываемой воды по каналам НФС реагирующего окружения пласта Ю₁¹;

- Процентное соотношение производительности каналов НФС реагирующего окружения нагнетательной скважины 309 пласта Ю₁¹;

- Суммарный процент нагнетаемой воды в область НФС окружения нагнетательной скважины 309 пласта Ю₁¹;

- Производительность каналов НФС окружения нагнетательной скважины 309 пласта Ю₁¹.

Объемы каналов НФС окружения нагнетательной скважины 309 пласта Ю₁¹.

Больше половины закачанного индикатора от 309 нагнетательной скважины перемещается в направлении скважин 308 ~32% и 307 ~30%.

Также индикатор от нагнетательной скважины 309 перемещается в направлении добывающих скважин 803, 479Р, 801 и 804. В добывающую скважину 803, 479р, 801 и 804 от 309 нагнетательной пришло соответственно ~11%, ~11%, ~10% и ~6% от суммарного количества извлеченного индикатора.

Производительность каналов НФС в межскважинных пространствах скважин 309- 308 – 28,893 м³/сут, скважин 309–307 – 27,502 м³/сут, скважин 309–803 – 10,296 м³/сут, скважин 309–479р – 9,673 м³/сут, скважин 309–801 – 9,369 м³/сут, скважин 309–804 – 5,422 м³/сут. Объем каналов НФС в межскважинном пространстве системы

скважин 309–308 составляет 1913,9 м³, скважин 309–307 – 1911,8 м³, скважин 309–803 – 725 м³, скважин 309 – 479р – 678,3 м³, скважин 309–801 – 512 м³, скважин 309–804 – 384 м³.

При этом добывающие скважины 801, 804, 479Р, 803, 307 и 308 сильно обводняются по каналам НФС ~51%, ~48%, ~45%, ~25%, ~18% и ~14%. Всего же в область НФС пласта Ю₁¹ скважиной 309 закачивается ~91,2 м³/сут, что составляет ~21,4% от общей приемистости скважины 309 пласта Ю₁¹.

По расчетно-экспериментальным данным индикаторных исследований, были получены комплексные данные по фильтра-

ционной неоднородности пласта Ю₁¹ Чистинного месторождения (окружение нагнетательных скважин 129, 150, 152, 173) [7]:

– Карта направления и доли нагнетаемой воды в область НФС для реагирующего окружения нагнетательных скважин 129, 150, 152, 173 пласта Ю₁¹ (рис. 9);

– Суммарный процент нагнетаемой воды в область НФС окружения нагнетательных скважин 129, 150, 152, 173 пласта Ю₁¹ (рис. 8);

– Карта обводненности добывающих скважин по каналам НФС для реагирующего окружения нагнетательных скважин 129, 150, 152, 173 пласта Ю₁¹ (рис. 10);

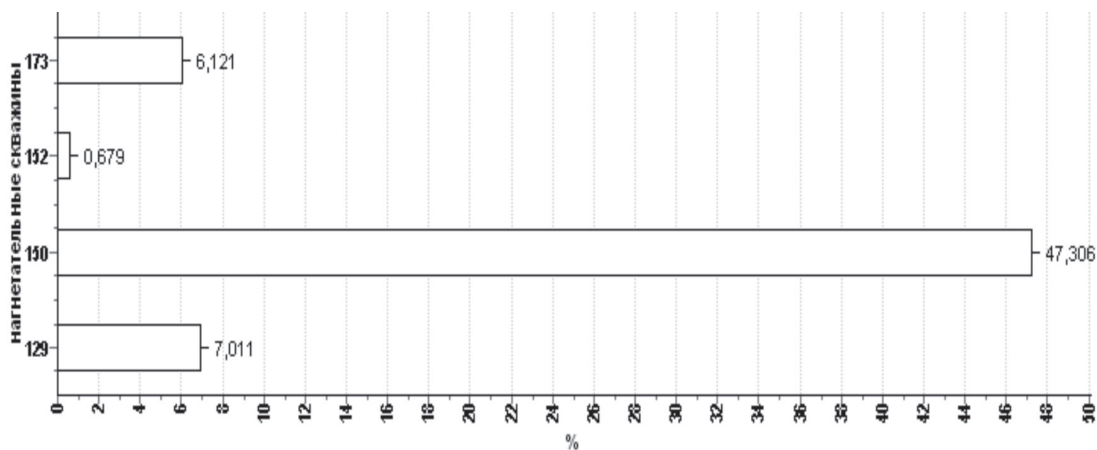


Рис. 8. Нагнетаемая и добываемая вода (%) по каналам НФС

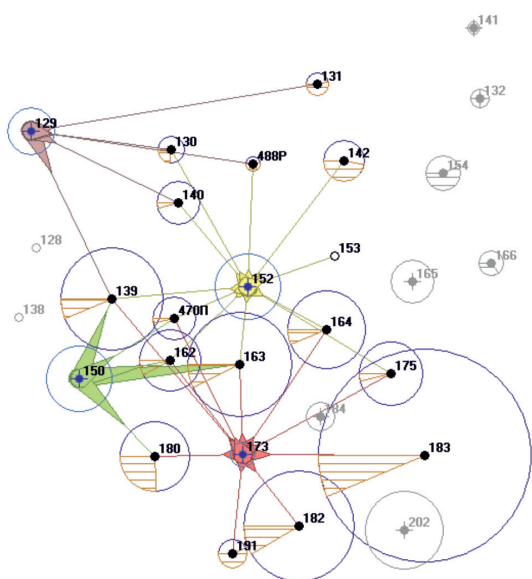


Рис. 9. Схема направления нагнетаемой воды (%) в область НФС

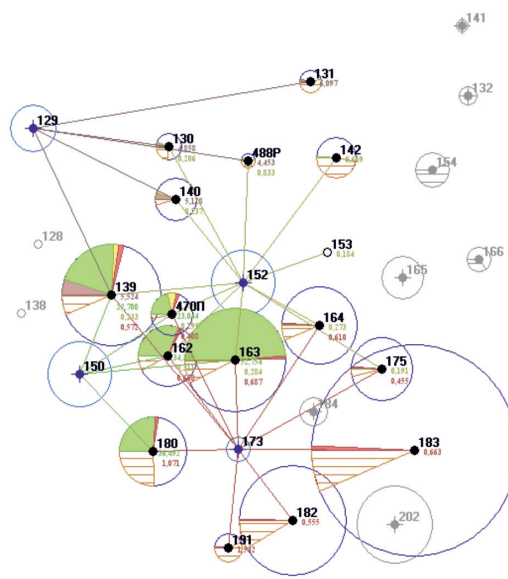


Рис. 10. Схема обводненности добывающих скважин по каналам НФС

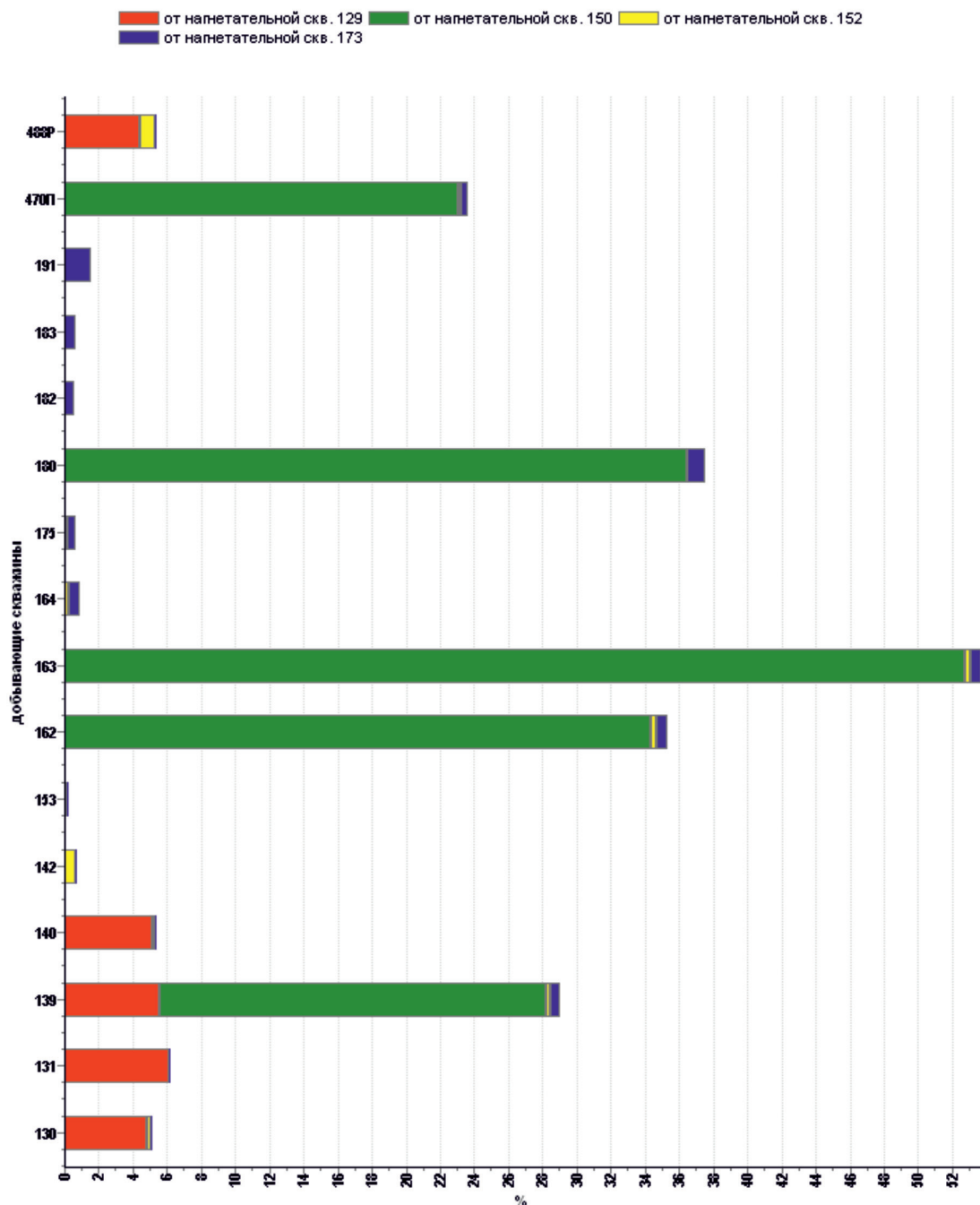


Рис. 11. Суммарный процент обводненности добывающих скважин от нагнетательных 129, 150, 152, 173 пласта Ю₁¹ по каналам НФС

– Суммарный процент обводненности добывающих скважин от нагнетательных 129, 150, 152, 173 пласта Ю₁¹ по каналам НФС (рис. 11);

– Производительность каналов НФС окружения нагнетательных скважин 129, 150, 152, 173 пласта Ю₁¹ для каждой пары нагнетательной и добывающей скважин;

– Объемы каналов НФС окружения нагнетательных скважин 129, 150, 152, 173 пласта Ю₁¹ для каждой пары нагнетательной и добывающей скважин).

В целом по реагирующему окружению нагнетательных скважин 129, 150, 152, 173 «проблемным» участком по результатам индикаторных исследований определено меж-

скважинное пространство нагнетательной скважины 150 и реагирующего окружения добывающих скважин 139, 162, 163, 180, 470п. Все добывающие скважины окружения обводняются по каналам НФС более чем на 20% (рис. 10, 11). Скважина 163 по каналам НФС от нагнетательной 150 обводняется более чем наполовину (рис. 10, 11). В область НФС нагнетательной скважины 150 закачивается более 47% воды от общей приемистости скважины 150 (рис. 8).

По анализу проведенных ГТМ на Чистинном месторождении, в нагнетательной скважине 150 в 2012 г. проводилось ВПП (на 37 сутки от закачки индикатора).

При этом отмеченные по результатам индикаторных исследований большие объемы каналов НФС (рис. 9) высокой производительности в данном случае вероятнее всего не являются следствием отсутствия эффективности проведенного ГТМ, поскольку значительная часть индикатора от скважины 150 уже была извлечена на дневную поверхность добывающими скважинами 139, 162, 163, 180, 470П до проведения ВПП, а остальная часть индикатора была оттеснена нагнетаемой водой на значительное расстояние от нагнетательной скважины, и выравнивание профиля в нагнетательной скважине 150 не повлияло на вынос индикатора в добывающих скважинах ввиду не мгновенного перераспределения пластовой энергии (упругих свойств пласта).

В окружении нагнетательной скважины 129 опережающее обводнение отмечается в межскважинном пространстве системы скважин 129–139 и 129–140.

Четверть всего извлеченного индикатора в окружении нагнетательной скважины 173 добыто с устья 183 добывающей скважины – высокодебитной и сильно обводненной.

В межскважинном пространстве нагнетательной скважины 152 и реагирующего окружения добывающих скважин не отмечено больших объемов каналов НФС).

Суммарный же объем области НФС межскважинного пространства окружения нагнетательных скважин 129, 150, 152, 173 составляет 23404,0 м³, а суммарная производительность окружения нагнетательных скважин 129, 150, 152, 173 всех каналов НФС – 396,11 м³/сут.

При этом объемы каналов НФС межскважинного пространства нагнетательной скважины 150 и добывающих скважин 139, 162, 163, 180, 470п составляют 21624,36 м³ (~92,39% от суммарного объема выявленных по результатам индикаторных ис-

следований каналов НФС в окружении нагнетательных скважин 129, 150, 152, 173), суммарной производительностью 349,76 м³/сут (~88,3% от суммарной производительности выявленных по результатам индикаторных исследований каналов НФС в окружении нагнетательных скважин 129, 150, 152, 173) [7].

Выводы

По нагнетательной скважине 150 необходимо проведение геолого-технологических мероприятий (ГТМ), связанных с выравниванием профиля приемистости.

Список литературы

1. Соколовский Э.В. Индикаторные методы изучения нефтегазонасыщенных пластов / Э.В. Соколовский, Г.Б. Соловьев, Ю.И. Тренчиков. – М.: Недра, 1986. – 158 с.
2. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи / В.А. Коротенко, А.Б. Кряквин, С.И. Грачев и др. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 104 с.
3. Enhanced oil recovery methods: Textbook / V.A. Korotenko, A.B. Kryakvin, S.I. Grachyov. – Tyumen: IUT, 2016. – P. 62.
4. Методические рекомендации по количественной интерпретации данных трассерных исследований межскважинного пространства нефтяных месторождений / под ред. Хозяинова М.С. – М.: ВНИИгеоинформсистем, 1988. – 16 с.
5. РД 39-014-7428-235-89. Методическое руководство по технологии проведения трассерных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей / Соколовский Э.В., Хозяинов М.С., Зайцев В.И. и др. – Грозный: СевКавНИПИнефть, 1989. – 79 с.
6. Чернокозев Д.А. Совершенствование технологии индикаторных исследований для оценки фильтрационной неоднородности межскважинного пространства нефтяных пластов: дис. ... канд. техн. наук. – Дубна, 2008. – 141 с.
7. Дополнение к технологической схеме разработки Чистинного месторождения. – М.: ОАО «ВНИИнефть», 2009. – 188 с.

References

1. Sokolovskij Je.V. Indikatornye metody izucheniya neftegazonosnyh plastov / Je.V. Sokolovskij, G.B. Solovev, Ju.I. Trenchikov. M.: Nedra, 1986. 158 p.
2. Fizicheskie osnovy razrabotki nefvjanyh mestorozhdenij i metodov povysheniya nefteotdachi / V.A. Korotenko, A.B. Kryakvin, S.I. Grachev i dr. Tyumen: TjumGNGU, 2014. 104 p.
3. Enhanced oil recovery methods: Textbook / V.A. Korotenko, A.B. Kryakvin, S.I. Grachyov. Tyumen: IUT, 2016. pp. 62.
4. Metodicheskie rekomendacii po kolichestvennoj interpretacii dannyh trassernyh issledovanij mezhskvazhinogo prostranstva nefvjanyh mestorozhdenij / pod red. Hozjainova M.S. M.: VNIIGeoinform sistem, 1988. 16 p.
5. RD 39-014-7428-235-89. Metodicheskoe rukovodstvo po tehnologii provedeniya trassernyh issledovanij i interpretacii ih rezultatov dlja regulirovanija i kontrolja processa zavodnenija nefvjanyh zalezhej / Sokolovskij Je.V., Hozjainov M.S., Zajcev V.I. i dr. Groznyj: SevKavNIPIneft, 1989. 79 p.
6. Chernokozhev D.A. Sovershenstvovanie tehnologii indikatornyh issledovanij dlja ocenki filtracionnoj neodnorodnosti mezhskvazhinogo prostranstva nefvjanyh plastov: dis. ... kand. tehn. nauk. Dubna, 2008. 141 p.
7. Dopolnenie k tehnologicheskoj sheme razrabotki Chistinnogo mestorozhdenija. M.: OAO «VNIIneft», 2009. 188 p.