

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА И ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАЧЕСТВА ВЫРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Данилова Е.А., Чернокожев Д.А.

Международный университет природы, общества и человека «Дубна»

В статье описана возможность применения трассерного метода для определения качества разработки нефтяных пластов. Исследования проводились для одного месторождения Среднего Поволжья. Результаты интерпретации данных трассерных исследований получены с применением специального программного обеспечения "ИНДИКАТОР".

Одна из главных задач, решаемая любой нефтедобывающей компанией — повышение эффективности выработки нефтяных пластов и увеличение нефтеотдачи. Для ее решения важную роль играет получение качественных и точных оценочных характеристик самого разрабатываемого пласта на всех этапах пополнения знаний об исследуемом объекте: подготовка, сбор, обработка, анализ, интерпретация данных.

Трассерный метод исследования является эффективным способом получения информации о межскважинном строении пласта, определения скорости фильтрации флюидов в коллекторе, выявления зон нарушения гидродинамической связи между отдельными участками, оценки коэффициента охвата пласта процессом вытеснения, установления контроля над распределением потоков в залежи [1].

Трассерный метод основан на введении в контрольную нагнетательную скважину заданного объема меченой жидкости, которая оттесняется к контрольным добывающим скважинам вытесняющим агентом путем последующей (после закачки меченого вещества) непрерывной подачи воды в контрольную нагнетательную скважину. Одновременно из устья добывающих скважин начинают производить отбор проб. Отобранные пробы анализируются в лабораторных условиях для определения наличия трассера и его количественной оценки. По результатам анализа строятся кривые зависимости изменения концентрации трассера в пробах от времени, прошедшего с начала закачки трассера для каждой контрольной добывающей скважины. Вид этих кривых характеризует фильтрационную неоднородность каждого выделенного

высокопроницаемого пути фильтрации (ВПФ) исследуемого участка пласта, которая определяется в результате интерпретации результатов трассерных исследований с привлечением другой имеющейся геолого-промысловой информации.

С целью определения качества выработки исследуемого объекта, в нефтеносную залежь одного из месторождений Среднего Поволжья было закачено 15 кг флуоресцеина в виде его натриевой соли в растворе пресной воды объемом 10 м³ через скважину 83 (рис. 1). В качестве реагирующего окружения были выбраны добывающие скважины №№ 53, 73, 74, 79, 80, 81, 84.

Параметры работы добывающих скважин по состоянию на момент закачки трассера представлены в таблице 1. Геолого-физические характеристики исследуемого объекта представлены в таблице 2.

За период исследований (2 месяца) был произведен отбор и физико-химический анализ порядка 330 проб воды на содержание в них флуоресцеина.

Полученные данные о зависимости концентрации трассера от времени (с привлечением геолого-физических характеристик и промысловых данных объекта исследований) были обработаны с применением компьютерной технологии экспресс-анализа и интерпретации результатов трассерных исследований на базе ПК «ИНДИКАТОР» [3].

Данная технология предусматривает визуальный количественный анализ данных по скоростям движения и выносу из добывающих скважин трассера (зависимость выноса массы трассера по ВПФ от скорости движения относительно начальной массы; зависимость накопленной массы трассера на выделенных отрезках скорости относительно начальной массы; зависимость выноса накопленной относительной массы трассера по ВПФ от скорости движения); позволяет количественно оценивать гидродинамическую связь между нагнетательной и добывающими скважинами (зависимость степени влияния нагнетательной скважины на обводненность добывающих от скорости движения воды; распределение нагнетаемой воды по пласту/участку в целом); позволяет строить и анализировать карты количественного распределения и направления движения трассера к добывающим скважинам и карты влияния нагнетательной скважины на обводненность добывающих.

Таблица 1

Параметры работы добывающих скважин по состоянию на момент закачки трассера. Среднее Поволжье. Тестовое месторождение. Пласт Д1

Добывающее окружение				
№ СКВ.	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Обводненность (из суточных замеров), %	Дебит нефти (из суточных замеров), т/сут	Расстояние до нагнетательной скважины, м
81	27	99	0	302
53	370	68	190	1142
80	309	71	116	1207
79	111	39	60	1350
84	149	63	59	1638
73	71	84	10	1990
74	68	69	25	1912

Таблица 2

Основные геолого-физические характеристики.
Среднее Поволжье. Тестовое месторождение. Пласт Д1

Средняя глубина залегания, м	2640
Тип залежи	Пластовая структ.-литолог.
Тип коллектора	терригенный
ВНК, абс. Отметка	-2449-2551
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	4280
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	14,5
Пористость, доли ед.	0,176
Проницаемость, мкм ²	0,309
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,94
Пластовая температура, °С	65
Пластовое давление, МПа	30,25
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	5,13
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,808
Вязкость воды пластовой / закачиваемой, мПа*с	0,94
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,19

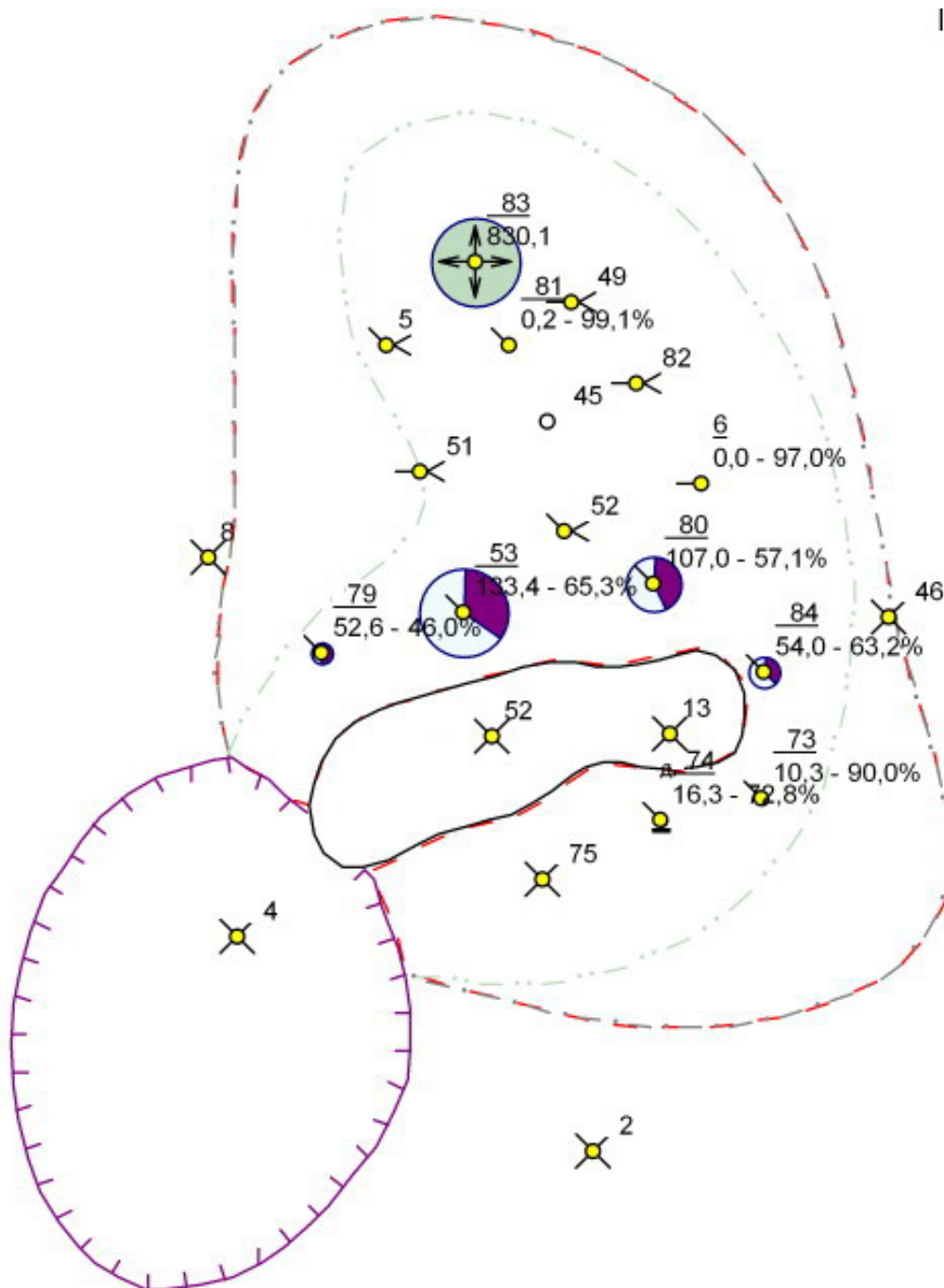


Рисунок 1. Карта текущих отборов по состоянию на момент закачки трассера. Среднее Поволжье. Тестовое месторождение. Пласт Д1

Теоретические основы оценки неоднородности пластов и использования результатов трассерных исследований при регулировании процессов разработки нефтяных месторождений рассчитывались по методикам [0, 0], как наиболее достоверно и полно отражающим параметры продвижения трассеров.

В результате в автоматическом режиме: рассчитаны и построены кривые «Относительная концентрация трассера-Время/Скорость», «Относительная масса извлеченного трассера-Время/Скорость», выделены ВПФ, с определением фильтрационных параметров каждого ВПФ для каждой скважины (рис. 2-8).

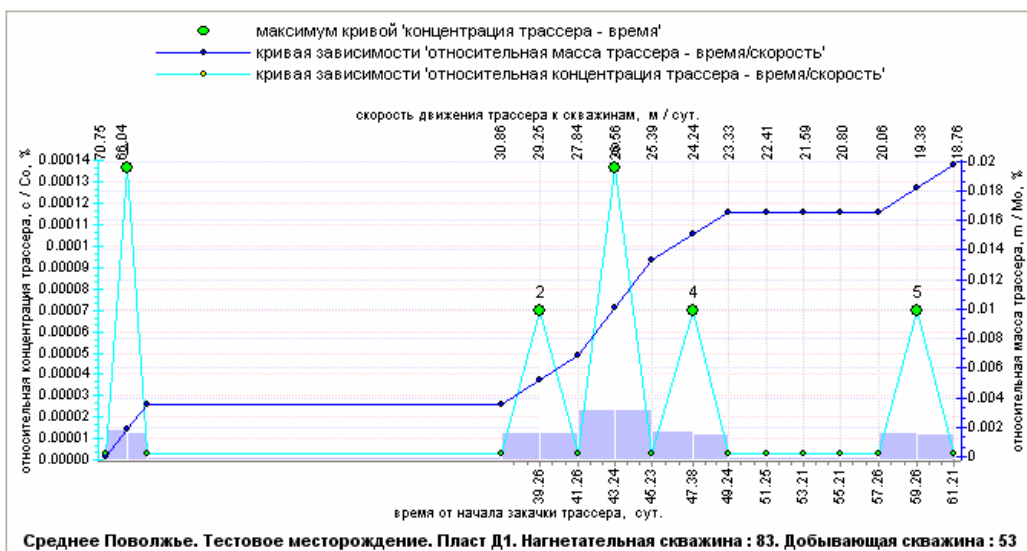


Рисунок 2. Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-53

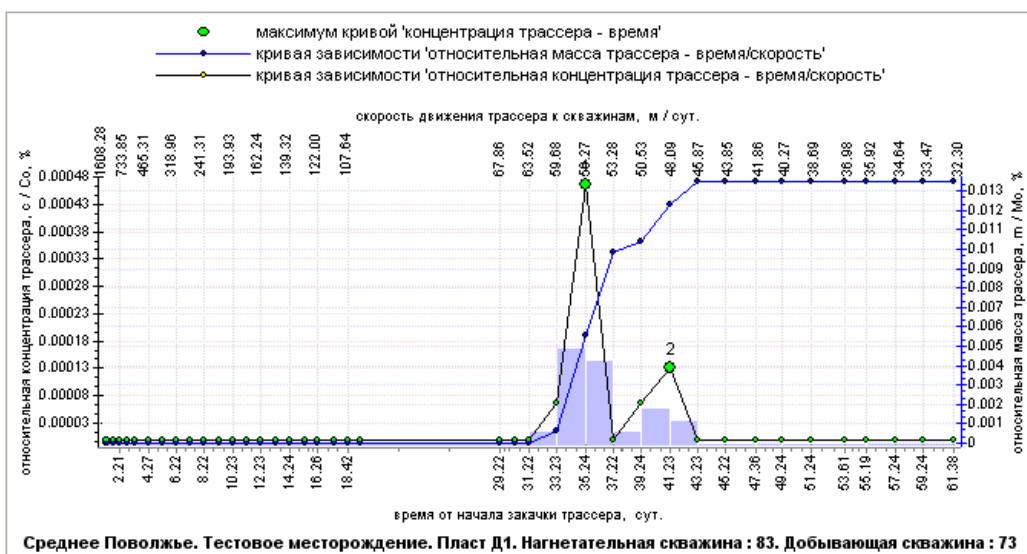


Рисунок 3. Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-73

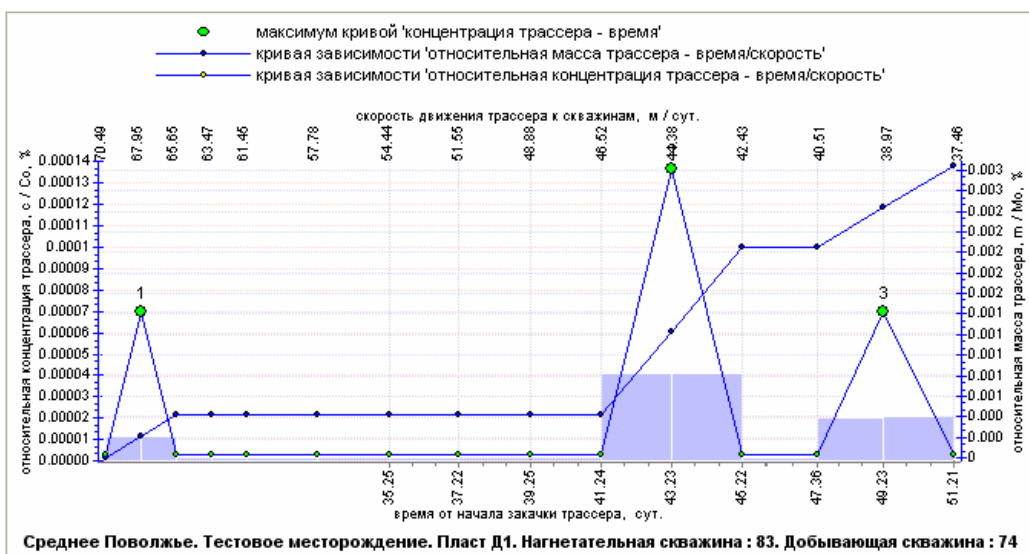


Рисунок 4. Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-74

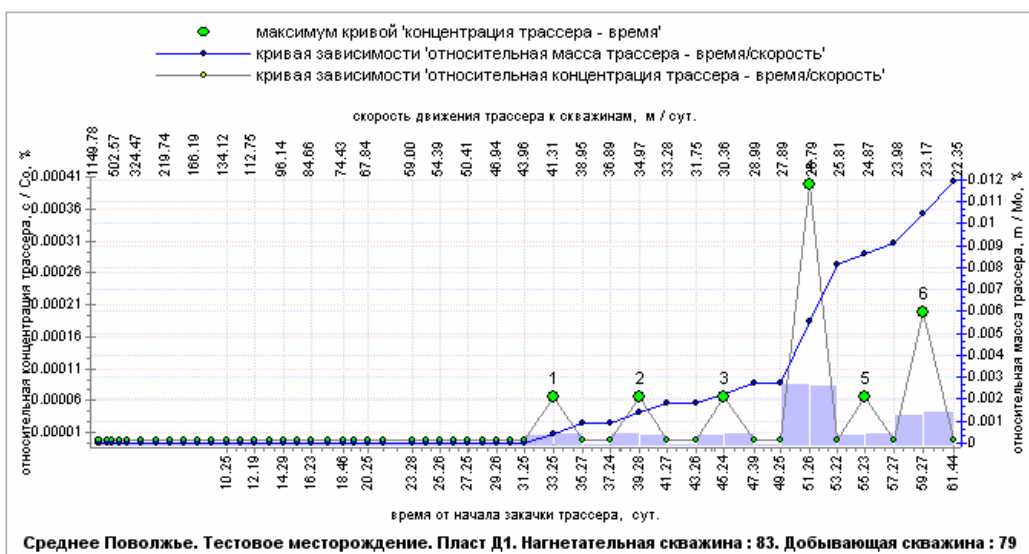


Рисунок 5. Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-79

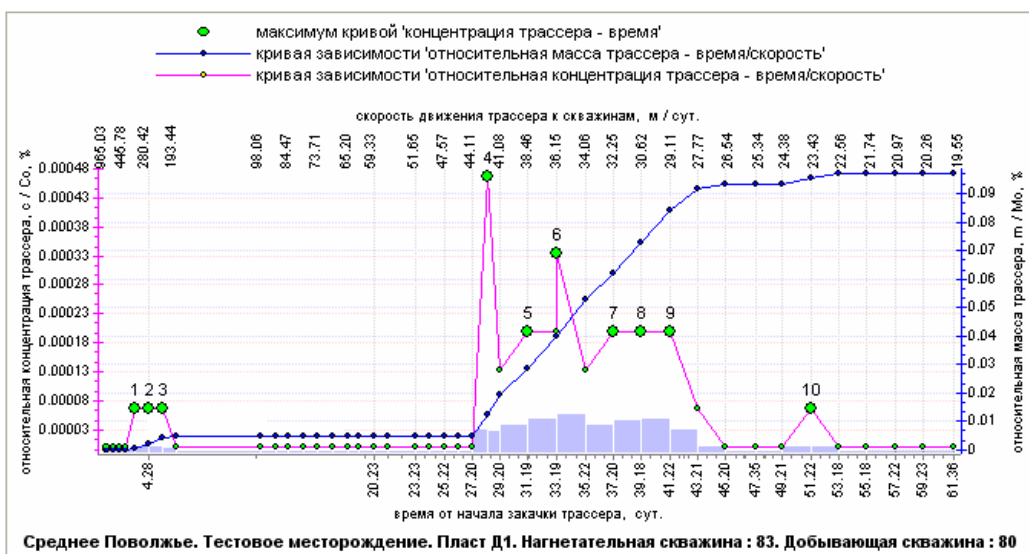


Рисунок 6. Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-80

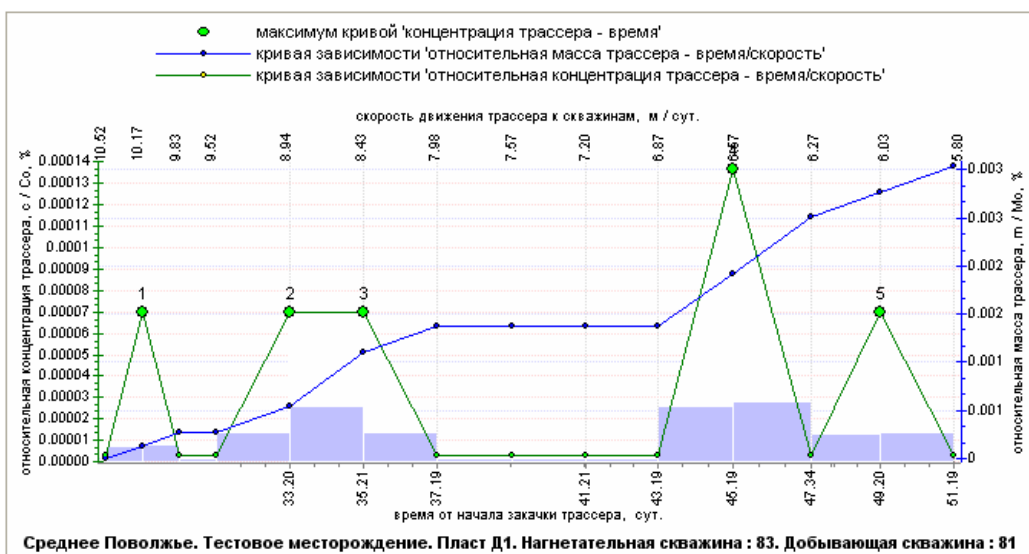


Рисунок 7. Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-81



Рисунок 8. Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-84

В целом, визуальный анализ кривых «Относительная концентрация трассера - Время/Скорость» (рис. 2-8) показывает наличие достаточно большого числа ВПФ (от 2 до 10 для каждой скважины, при скоростях движения воды больше 6 м/сут.). Кривые же «Относительная масса извлеченного трассера - Время/Скорость» (рис. 2-8) свидетельствуют о достаточно малой производительности этих каналов, поскольку суммарный вынос трассера по каждой скважине (с учетом необратимой адсорбции) через 2 месяца исследований не превысил 0,5% относительно закачанного (83 – 0,003%; 79 – 0,011%; 53 – 0,02%; 80 – 0,095%; 84 – 0,024%; 74 – 0,003%; 73 – 0,013%).

Максимальная скорость движения воды от скважины 83 к добывающим скважинам зарегистрирована для контрольной скв80 — ~350 м/сут. Для этой скважины зафиксирован и максимальный вынос трассера — 0,095%.

Согласно компьютерной технологии, был проведен анализ частоты скоростей движения нагнетаемой воды по пласту (рис. 9) и выделены следующие группы скоростей движения жидкости по пласту: “менее 20 м/сут”, “20 м/сут - 33 м/сут”, “33 м/сут - 44 м/сут”, “более 44 м/сут”.

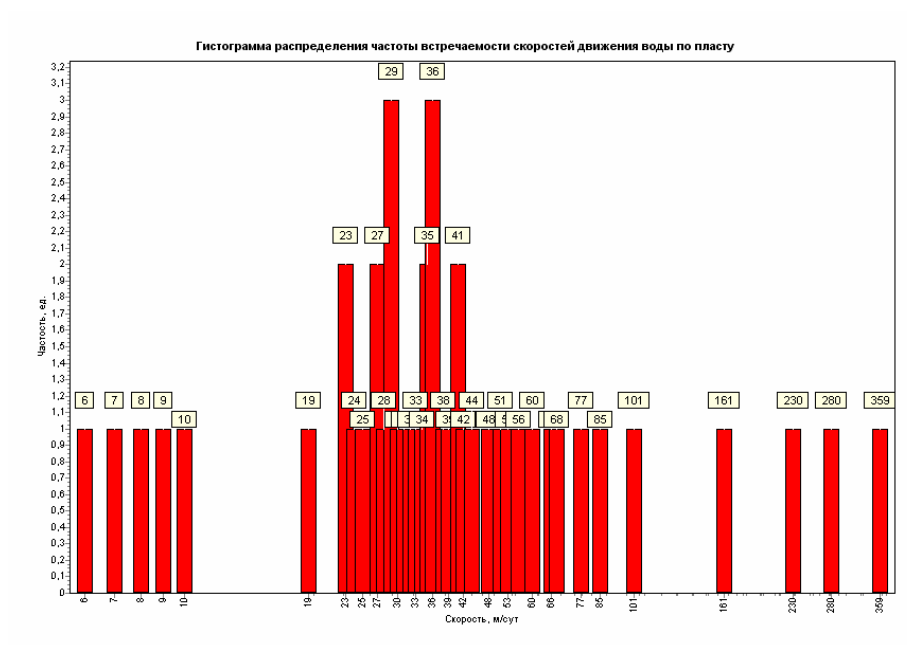


Рисунок 9. Гистограмма распределения частоты встречаемости движения воды по пласту. Среднее Поволжье. Тестовое месторождение. Пласт Д1

Очевидно, что появление меченой жидкости в добывающих скважинах свидетельствует об обводнении их нагнетаемой в залежь водой. Вид кривой «концентрация трассера – время» и кривой «масса извлеченного трассера - время» указывает количество и характер поступления воды от конкретной нагнетательной скважины к добывающим.

Был проведен анализ распределения нагнетаемой воды по пласту в целом и были построены:

- роза-диаграмма распределения нагнетаемой воды по пласту (рис. 10);
- кривые зависимости процента нагнетаемой воды, движущейся к каждой добывающей скважине от скорости движения (Рис. 11);
- гистограмма распределения нагнетаемой воды для всех контрольных добывающих скважин для выделенных групп скоростей (рис. 12);

Как видно из рисунков (рис. 10-12), основной объем воды (хоть и не значительный — $\sim 0,095\%$) движется по ВПФ к скважине 80. Примерно одинаковое количество воды перемещается к скважинам 53 и 84 ($\sim 0,025\%$) со скоростями, соответственно, ~ 25 м/сут и ~ 40 м/сут.

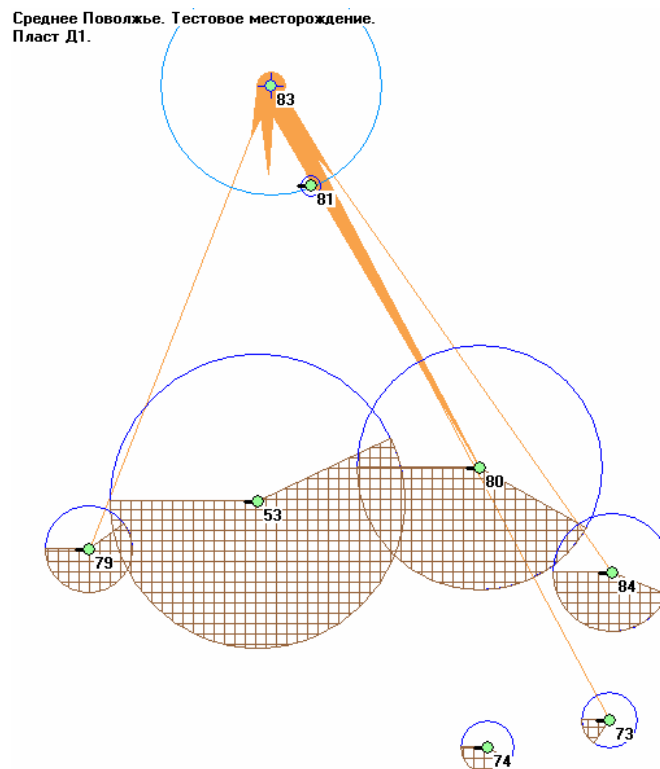


Рисунок 10. Роза-диаграмма распределения нагнетаемой воды по пласту

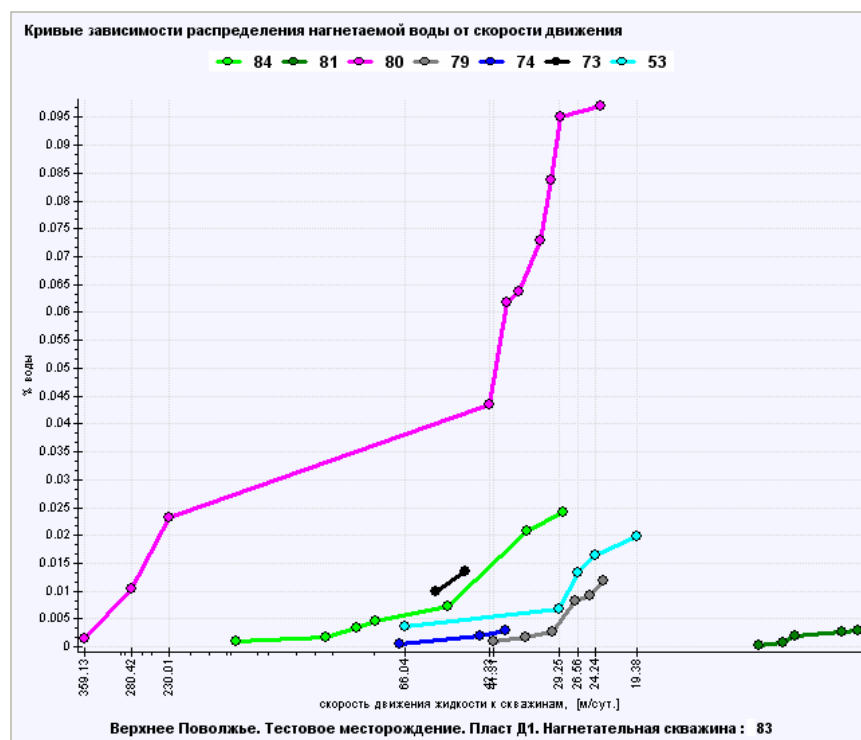


Рисунок 11. Кривые зависимости распределения нагнетаемой воды от скорости движения для каждой контрольной добывающей скважины

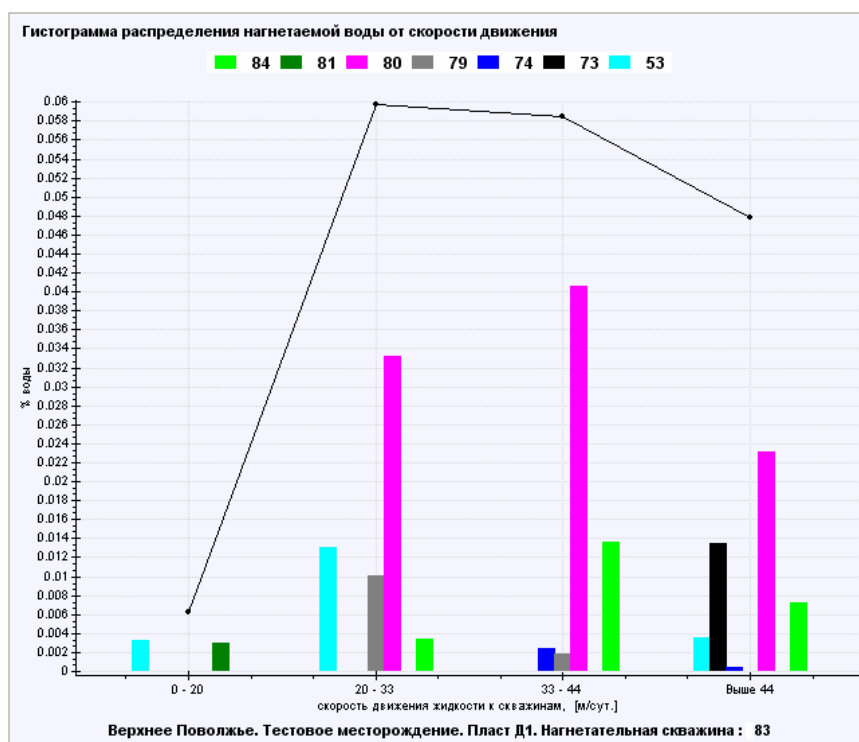


Рисунок 12. Гистограмма распределения нагнетаемой воды от скорости движения для каждой контрольной добывающей скважины

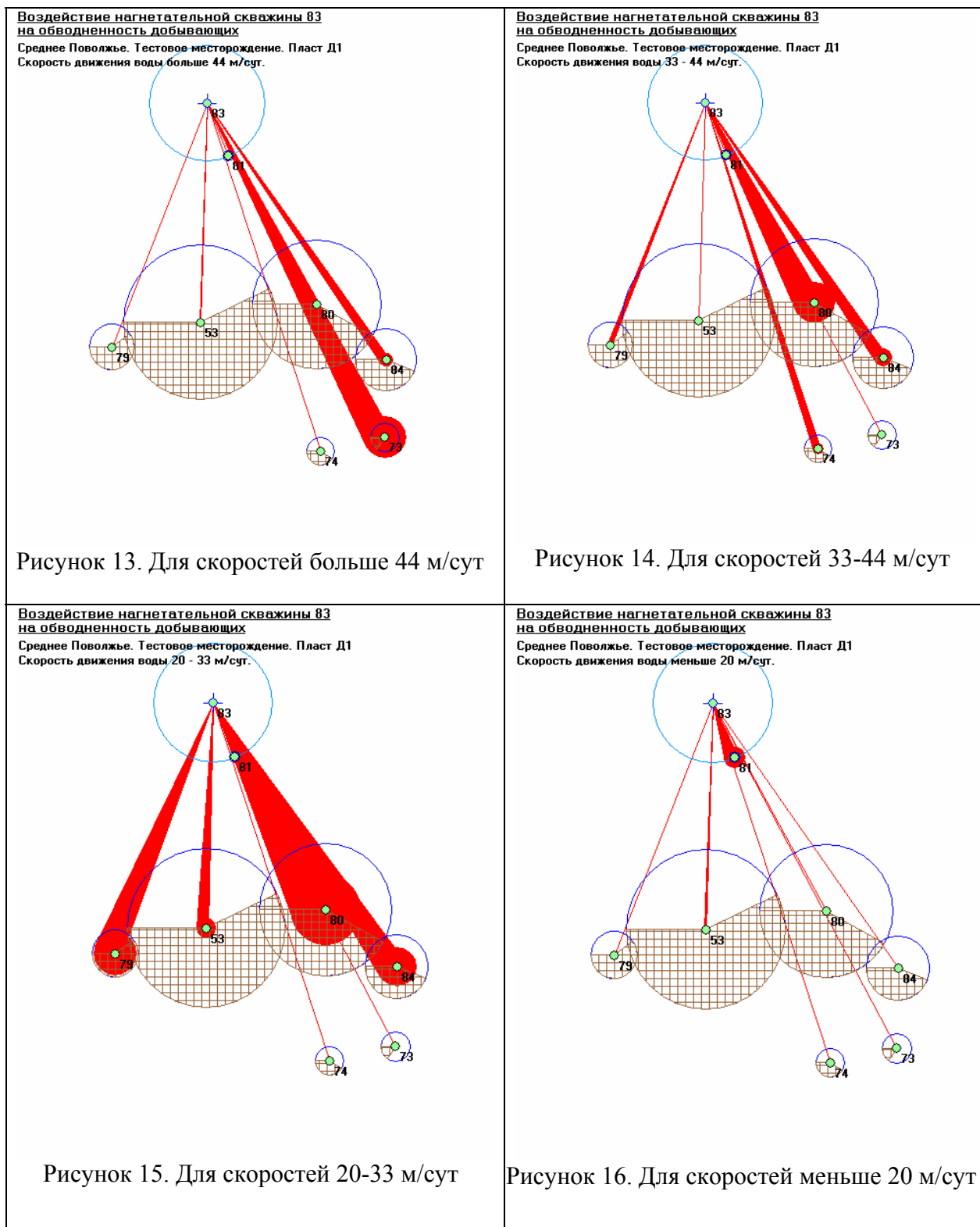
Был проведен анализ воздействия процесса заводнения на обводненность и были построены:

- карты влияния нагнетательной скважины на обводненность добывающих для выделенных групп скоростей (табл. 3, рис. 13-15);
- карта влияния нагнетательной скважины на обводненность добывающих за весь период проведения трассерных исследований (рис. 16);
- гистограмма воздействия процесса заводнения на обводненность добывающих скважин для выделенных групп скоростей (рис. 17);

Как видно из рис. 16 и рис. 17, более всех остальных обводняется скважина 80 (хотя суммарный вклад не превышает 0,5%). Из таблицы 3 видно, что основной объем воды, влияющий на обводненность контрольных добывающих скважин, движется со скоростями 20-33 м/сут. Скважина 81 вообще не обводняется на скоростях выше 20 м/сут (находится в непосредственной близости от нагнетательной скважины 83 — 302м). Скважина же 73 обводняется только на скоростях больше 44 м/сут (хотя это самая дальняя контрольная добывающая скважина — 1990 м).

Таблица 3

Карты влияния нагнетательной скважины на обводненность добывающих для выделенных групп скоростей. Среднее Поволжье. Тестовое месторождение. Пласт Д1



Воздействие нагнетательных скважин на обводненность добывающих
Среднее Поволжье. Тестовое месторождение. Пласт Д1

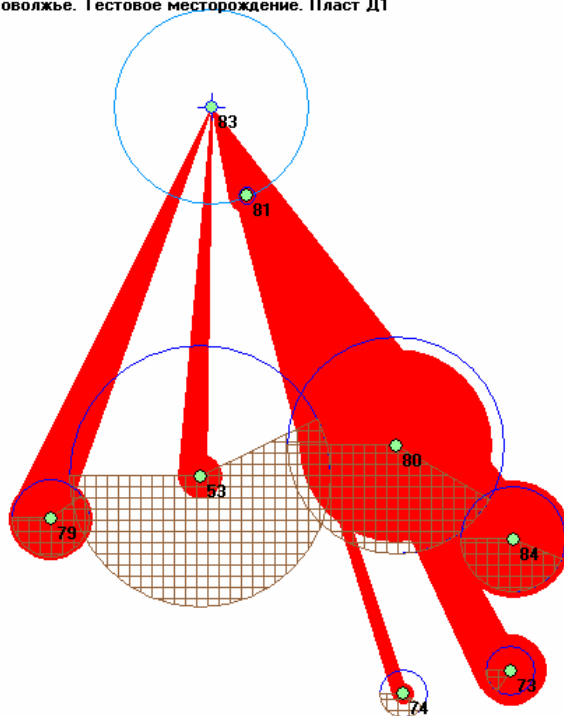


Рисунок 17. Воздействие нагнетательной скважины 83 на обводненность добывающих за весь период трассерных исследований.

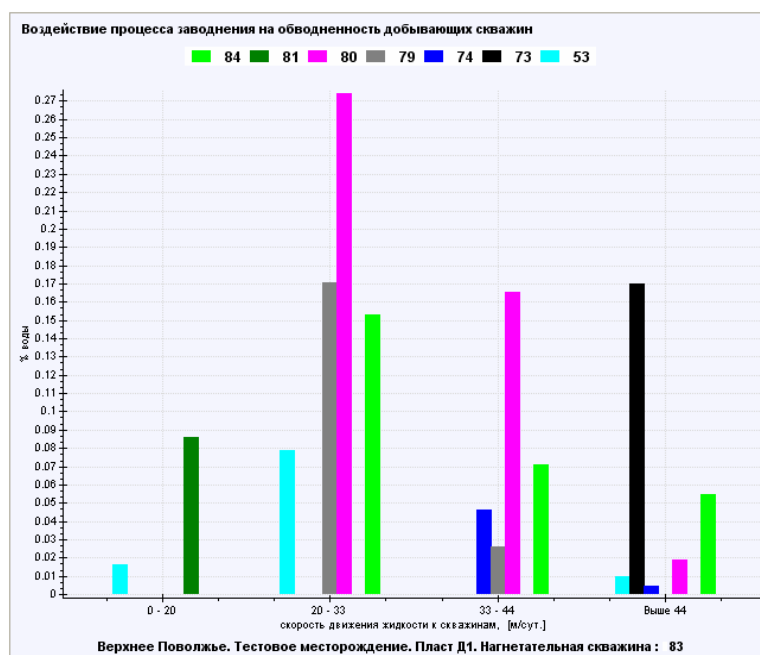


Рисунок 18. Гистограмма воздействия процесса заводнения на обводненность контрольных добывающих скважин для выделенных групп скоростей

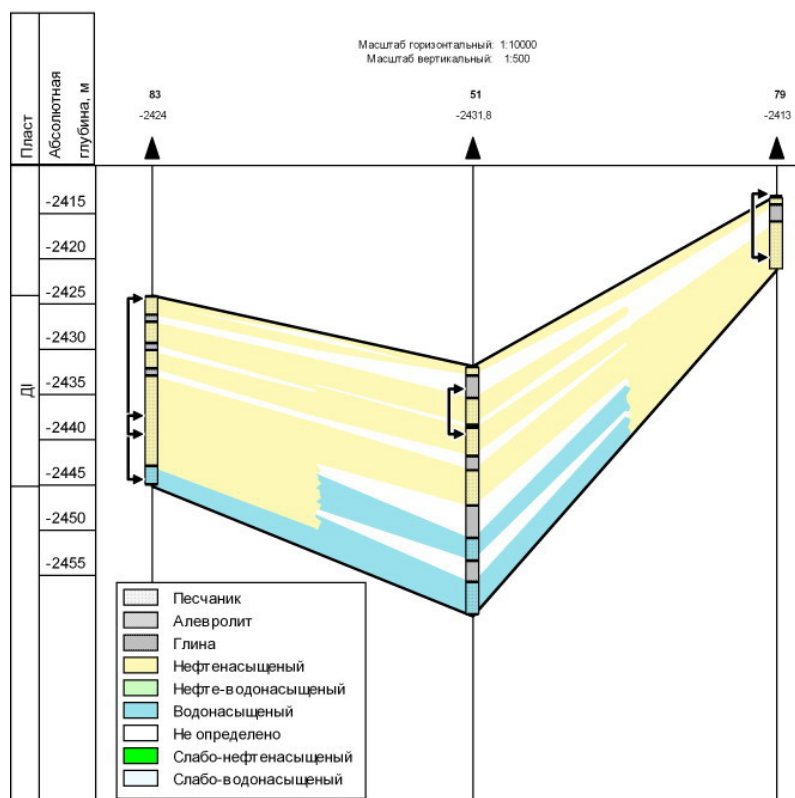


Рисунок 19. Геолого-литологический профиль по линии скважин 83-51-79

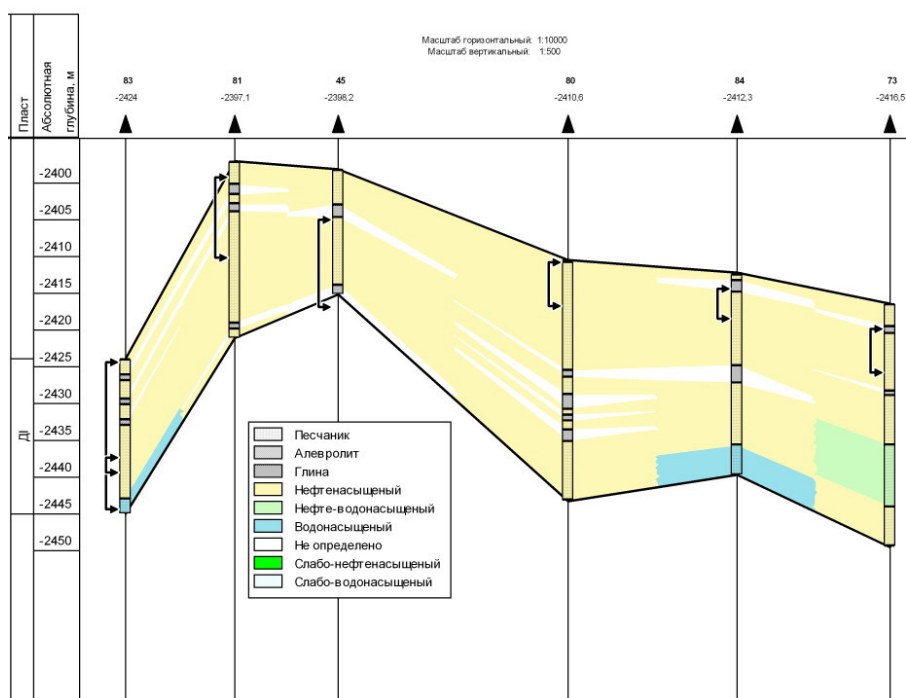


Рисунок 20. Геолого-литологический профиль по линии скважин 83-81-45-80-84-73

Сопоставляя данные геолого-литологических профилей (рис. 19-20) и полученные данные интерпретации результатов трассерных исследований, можно утверждать следующее: причиной не поступления трассера на высоких скоростях в скважину № 81 является её нахождение в купольной части залежи. В то же время, трассер зафиксирован в краевых скважинах №№ 80, 84, 73, забои которых расположены более чем в 1200 метрах от забоя нагнетательной скважины № 83. Несмотря на то, что между скважинами №№ 83 и 73 в сводовой части залежи имеется зона замещения выступом кристаллического фундамента (рис. 1), это не повлияло на обнаружение трассера в добывающей скважине. Также, трассер был обнаружен в скважине № 79, расположенной вблизи ВНК.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что существует активная связь залежи с законтурной областью питания, то есть основной поток воды, нагнетаемой скважиной № 83, попадает в водонасыщенную часть залежи и фильтруется в ней.

Также стоит отметить, что основной поток фильтрации происходит по матрице породы, причем происходит это с гораздо меньшими скоростями (пробы отбирались в течение двух месяцев, а основная масса трассера так и не появилась в продукции добывающих скважин к моменту окончания исследований).

Прорывного характера продвижения нагнетаемой в пласт воды по направлению к добывающим скважинам не выявлено, таким образом обводненность добывающих скважин определяется фильтрацией воды из законтурной области. Прямая гидродинамическая связь между нагнетательной и добывающими скважинами отсутствует.

Из вышеизложенного очевидно, что законтурная вода продвигаясь к добывающим скважинам обеспечивает достаточно равномерную по мощности выработку запасов, что свидетельствует об эффективной и качественной разработке исследуемого нефтяного пласта.

На основе проведенных исследований и вышеизложенной информации, можно сделать следующий вывод: при применении трассерного метода и результатов интерпретации данных трассерных исследований (с привлечением другой имеющейся геолого-промысловой информации) возможна количественная оценка характера и качества выработки нефтяных залежей.

Литература

1. РД 39-014-7428-235-89. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей / Соколовский Э.В., Чижов С.И., Тренчиков Ю.И. и др. – Грозный: СевКавНИПИнефть, 1989. – 79 с.
2. Хозяинов М.С., Чернокожев Д.А. Компьютерное моделирование фильтрации меченой жидкости с целью уточнения геологической модели эксплуатируемого нефтяного пласта // Каротажник. – 2004. – № 3-4 (116-117). – С. 293-294.
3. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005611373 Программный комплекс «ИНДИКАТОР» для гидродинамического моделирования фильтрации меченых жидкостей и интерпретации данных индикаторных исследований, 2005.
4. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М.: Недра, 1986. – 157 с.