

УДК 622.276.43.004.58

Д. А. Чернокожев, М. С. Хозяинов, М. И. Кузнецов, К. И. Кузнецова

Уточнение геологического строения и степени неоднородности продуктивных пластов по результатам индикаторных исследований

Представлен многолетний опыт проведения промысловых индикаторных исследований и интерпретации полученных результатов с целью решения нестандартных задач, в частности: уточнение геологического строения сложнопостроенной залежи; оценка проводимости геологических разломов сложнопостроенной залежи; выявление гидродинамической сообщаемости блоков разломно-блоковой залежи; выявление источников водопополнения грифоновых водопроявлений на дневной поверхности.

Ключевые слова: индикаторные исследования, геологическое строение, нефтяной пласт, неоднородность пласта.

Об авторах

Хозяинов Михаил Самойлович — доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой управления проектами, профессор кафедры общей и прикладной геофизики Государственного университета «Дубна».

Чернокожев Дмитрий Александрович — кандидат технических наук, доцент кафедры общей и прикладной геофизики Государственного университета «Дубна».

Кузнецов Максим Игоревич — научный сотрудник ООО «МАНТСГЕО».

Кузнецова Ксения Игоревна — аспирант кафедры общей и прикладной геофизики Государственного университета «Дубна».

Повышение степени выработки запасов углеводородов обеспечивается, в частности, путём детального изучения геологического строения и фильтрационной неоднородности межскважинного пространства продуктивных нефтяных коллекторов. Это позволяет прогнозировать и предупреждать причины формирования участков пласта, не охваченных процессом вытеснения нефти и зон опережающего обводнения пласта по высокопроницаемым каналам низкого фильтрационного сопротивления.

Для оценки фильтрационно-ёмкостных свойств межскважинного пространства нефтяных пластов наиболее информативными являются методы, отражающие непосредственный процесс фильтрации жидкости в пластовых условиях и позволяющие получить усреднённую информационную картину о фильтрационной неоднородности значительной части пласта.

Одним из немногочисленных методов изучения фильтрационной неоднородности

межскважинного пространства является индикаторный (трассерный) метод — метод изучения фильтрационных потоков с помощью меченых веществ [5].

Индикаторный (трассерный) метод исследования межскважинного пространства нефтяных залежей

Индикаторный (трассерный) метод основан на введении через нагнетательные скважины в изучаемый пласт заданного объёма меченой жидкости необходимой концентрации; оттеснении меченой жидкости к эксплуатационным скважинам окружения путем последующей (непосредственно после закачки индикатора) непрерывной подачи воды в нагнетательную скважину; отборе проб добываемой жидкости с устьев добывающих скважин для проведения анализа на содержание индикатора в лабораторных условиях; построении графика изменения во времени концентрации индикатора в выходящем из пласта потоке воды для каждой реагирующей добывающей скважины (рис. 1).

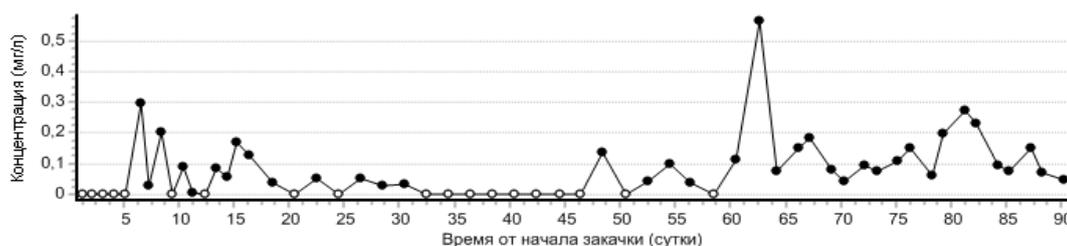


Рис. 1. График изменения концентрации индикатора

Параметры таких графиков характеризуют фильтрационную неоднородность межскважинного пространства нефтяной залежи — обобщенный показатель неоднородности, обусловленной особенностями геологического строения пласта (геологическая неоднородность) и неоднородности, вызванной расположением и режимом работы скважин, особенностями воздействия на пласт (технологическая неоднородность).

Актуальность проводимых исследований

Согласно Правилам проектирования разработки газовых и нефтяных месторождений РФ, действующим с 2010 г. [1], в программе доразведки и исследовательских работах в качестве мероприятий по изучению нефтяного пласта предусмотрен индикаторный метод (п. 9.13.6). К решаемым задачам, согласно этим правилам, относятся определение скорости и направления перемещения пластовых флюидов, уточнение геологического строения и степени неоднородности продуктивных пластов.

Уточнение геологического строения сложнопостроенной залежи

Два нефтяных объекта одного месторождения Тюменской области РФ (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция) разрабатывались как экранированные гидродинамически изолированные залежи (рис. 2). Но у разработчиков вызывал сомнение баланс закачки воды и отбора жидкости по этим двум объектам, поэтому провели индикаторные исследования для уточнения гидродинамических связей.

В результате установлена гидродинамическая сообщаемость двух залежей в обе стороны (рис. 2), т.е., вероятнее всего, либо нет зоны выклинивания между залежами, как предполагалось ранее, либо фильтрация происходит по имеющимся или возникшим трещинам доюрского комплекса, т.е. южную

и северную залежи нужно рассматривать как единый гидродинамический объект.

Оценка проводимости геологических разломов сложнопостроенной залежи

На одном месторождении Карагандинской области республики Казахстан (Туранская нефтегазоносная провинция) по результатам сейсмических исследований выявлен разлом $F1$ (рис. 3). Поскольку этот район интересен с точки зрения оценки проводимости выявленного разлома $F1$ и определения направлений и скорости потоков закачиваемой воды, провели индикаторные исследования.

В результате установлено, что фильтрация идет вдоль разлома $F1$; более 85% закачанного индикатора получено с устьев 10 добывающих скважин, расположенных в непосредственной близости к разлому $F1$ — всего отбор производился с устьев 27 добывающих скважин (рис. 3).

Выявление гидродинамической общаемости блоков разломно-блоковой залежи

На одном месторождении Актюбинской области республики Казахстан (Прикаспийская нефтегазоносная провинция) блок I и блок III разделены сдвигово-взбросовым тектоническим нарушением (рис. 4). Ранее считалось, что только вдоль тектонических разломов есть гидродинамическая активность, но запуск долго простаивающей скважины 52 (блок III) начал сопровождаться обводнением добывающих скважин блока I, поэтому провели индикаторные исследования для уточнения гидродинамических связей отдельных скважин и блоков.

В результате определили, что почти 40% индикатора, закачанного в скважину 52 (блок III) получено в добывающих скважинах блока I, т.е. блок I и блок III не экранированы тектоническим нарушением и фильтрация идет поперек разлома (рис. 4).

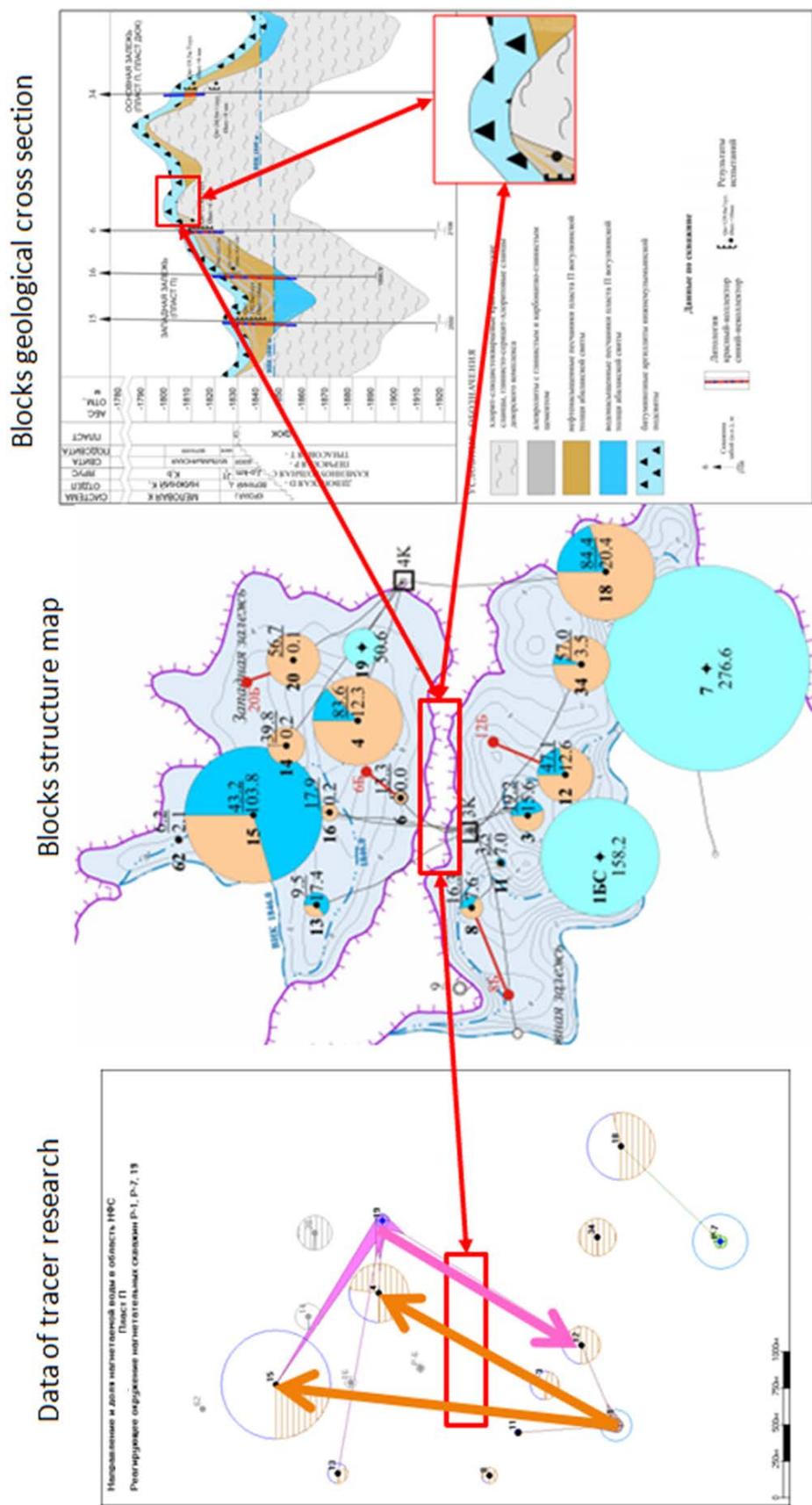


Рис. 2. Уточнение геологического строения сложнопостроенной залежи

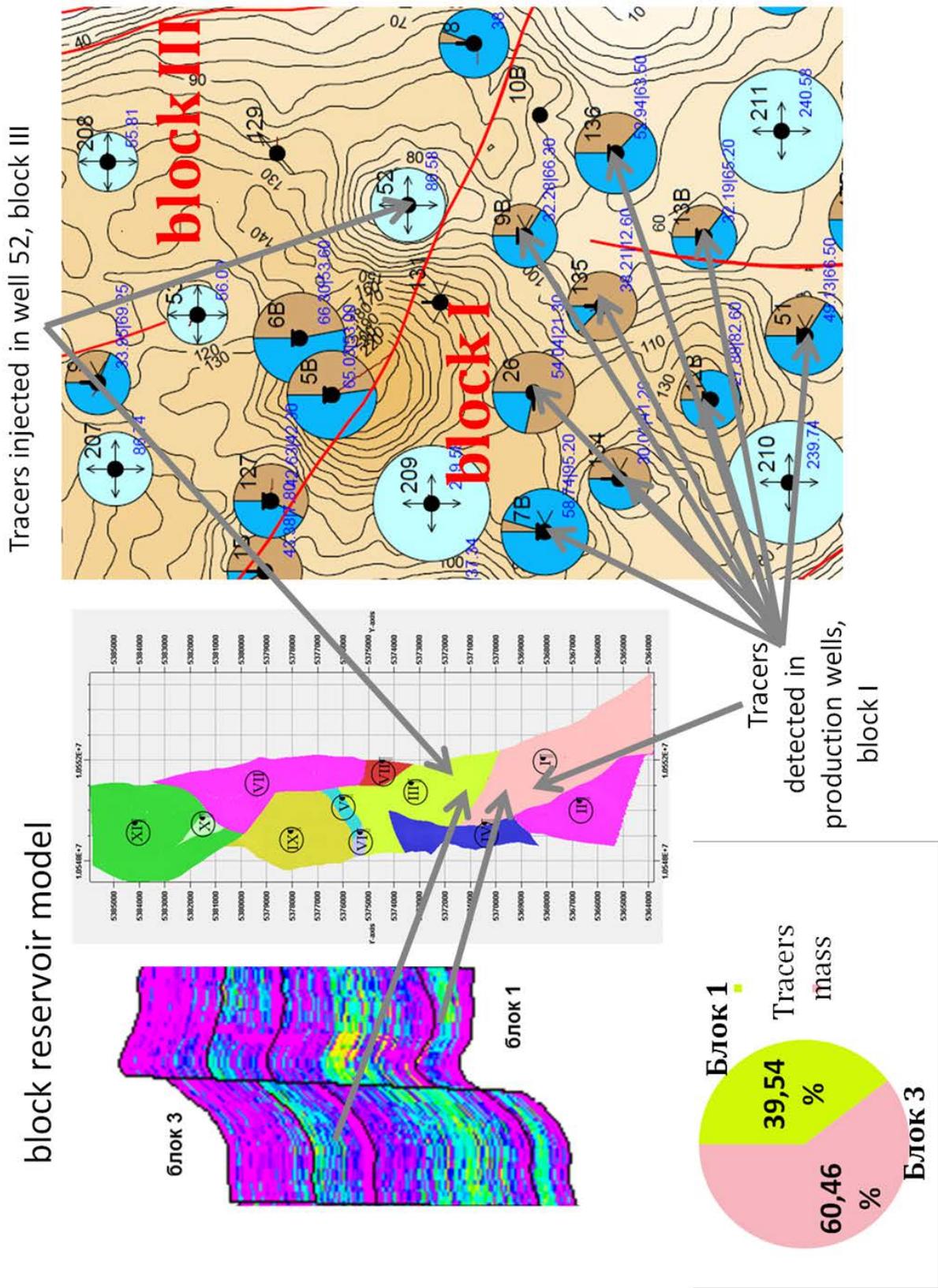


Рис. 4. Выявление гидродинамической сообщаемости блоков разломно-блоковой залежи

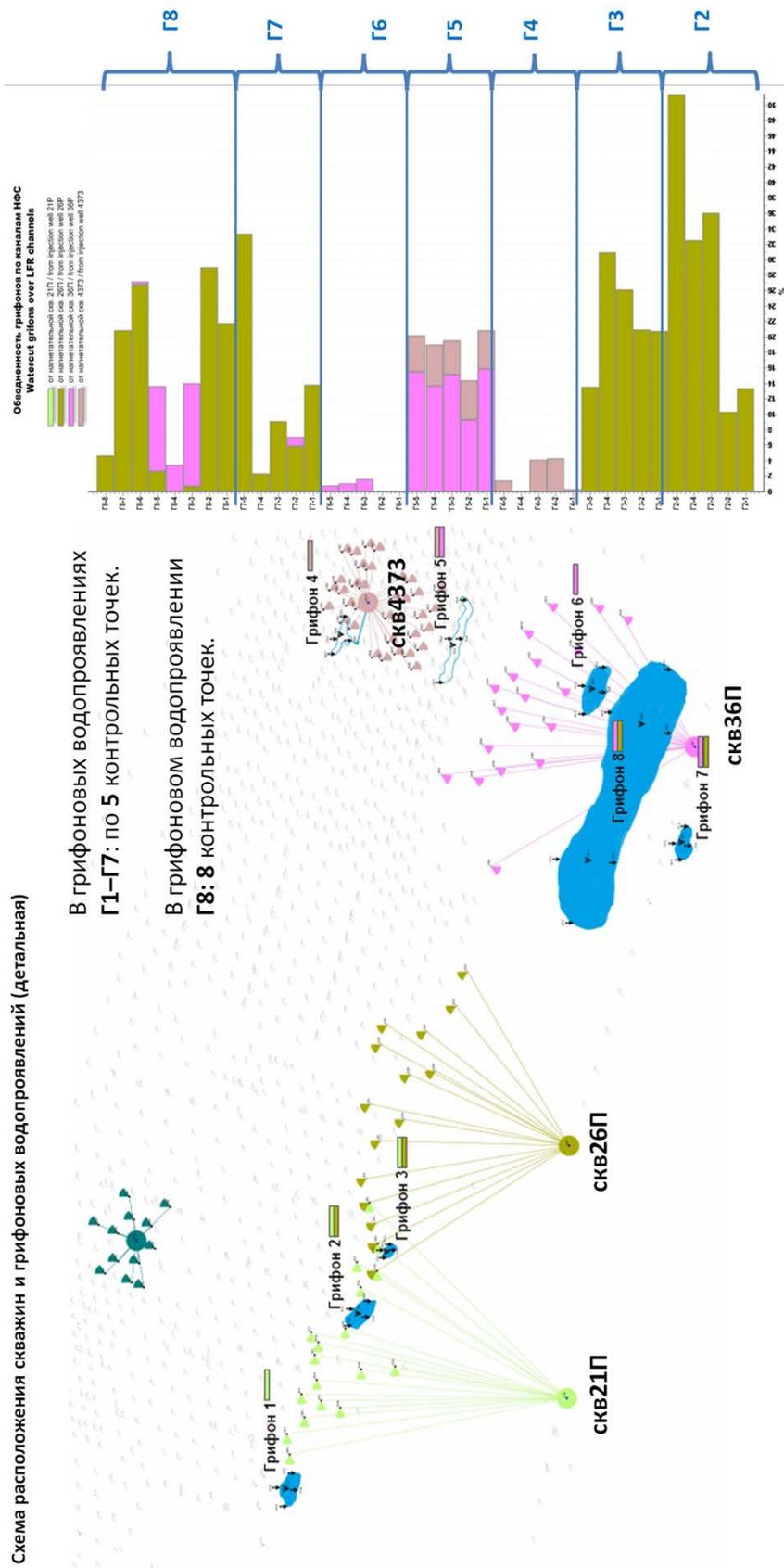


Рис. 5. Выявление источников водопополнения грифоновых водопроявлений на дневной поверхности

Выявление источников водополнения грифоновых водопроявлений на дневной поверхности

	скважина 21П	скважина 26П	скважина 36П	скважина 4373
грифон 1	результативных проб - 0% водополнение - отсутствует			
грифон 2	результативных проб - 24% водополнение - несущественное скорость массопереноса - высокая	результативных проб - 29% водополнение - критическое скорость массопереноса - высокая		
грифон 3	результативных проб - 22% водополнение - несущественное скорость массопереноса - высокая	результативных проб - 51% водополнение - критическое скорость массопереноса - высокая		
грифон 4				результативных проб - 35% водополнение - несущественное скорость массопереноса - низкая
грифон 5			результативных проб - 46% водополнение - существенное скорость массопереноса - высокая	результативных проб - 72% водополнение - существенное скорость массопереноса - высокая
грифон 6			результативных проб - 5% водополнение - несущественное скорость массопереноса - низкая	
грифон 7		результативных проб - 49% водополнение - существенное скорость массопереноса - высокая	результативных проб - 3% водополнение - несущественное скорость массопереноса - низкая	
грифон 8		результативных проб - 47% водополнение - критическое скорость массопереноса - низкая	результативных проб - 7% водополнение - существенное скорость массопереноса - низкая	

Выявление источников водопополнения грифоновых водопроявлений на дневной поверхности

Совершенно нестандартную и интересную задачу (рис. 5) удалось решить на одном месторождении Мангистауской области республики Казахстан (Мангистау-Устюртская нефтегазоносная провинция). Из-за высокой вязкости нефтей разработка месторождения ведется паронагнетанием (t разогретого пара на устье более 250 °С). Также закачка холодной воды ведется за контур нефтеносности для поддержки пластового давления. Из-за увеличения подвижности нефти (за счет нагревания), отсутствия непроницаемой пластовой крышки (ловушки) и малой глубины залегания пластов (250—300 м) на дневной поверхности образуются нефте- и водопроявления (грифоны).

Исследования проводились с целью определения естественная ли это фильтрация нагнетаемой воды (миграция на дневную поверхность водонефтяной смеси происходит из пласта за счет снижения вязкости пластовых флюидов), либо нагнетательные скважины оказывают прямое воздействие на водопополнение грифоновых водопроявлений.

В результате определили (таблица), что скважины 26П, 36П оказывают прямое воздействие на водопополнение. Рекомендовано остановить их, потому что вынос индикаторов в грифоновых водопроявлениях является критическим (для скважины 26П) и существенным (для скважины 36П).

Также есть вероятность, что остальные скважины оказывают влияние на грифоновые водопроявления на более низких скоростях (в рамках проведенных исследований установить этот факт не представлялось возможным, поскольку исследование проводилось 1 месяц, т.е. оцененные скорости перемещения индикатора — ~30...~60 м/сут. и выше).

Методическое обеспечение проведенных исследований

Обработка исходных данных и интерпретация результатов трассирования фильтрационных потоков проводилась на основе теоретических, экспериментальных и мето-

дических исследований, проведенных авторами [2; 3; 5], в том числе с помощью специализированного программного обеспечения ООО «МАНТСГЕО» для обработки, экспресс-анализа и первичной интерпретации результатов индикаторных исследований [4].

Выводы

По мнению авторов, представленные в настоящей работе результаты свидетельствуют о том, что проведение индикаторных исследований на месторождениях с осложненной геологической структурой позволяет решать достаточно сложные задачи по уточнению геологического строения и степени неоднородности продуктивных пластов.

А результаты индикаторных исследований в районах образования грифоновых водопроявлений, присущих для месторождений высоковязких нефтей без естественной непроницаемой пластовой крышки, вообще требует отдельного внимания и изучения.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 53710-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки (национальный стандарт РФ). – М.: Стандартинформ, 2010. – С. 54.
2. Кузнецов, М. И. Влияние системы разломов на интерпретацию результатов индикаторных исследований / М.И. Кузнецов, Д.А. Чернокожев // Сборник трудов 19 научной конференции студентов, аспирантов и молодых специалистов Университета «Дубна». – Дубна : Университет «Дубна», 2013. – С. 43–45.
3. Кузнецов М.И., Чернокожев Д.А. Количественная оценка проводимости разломов нефтяных пластов по результатам индикаторных исследований / М.И. Кузнецов, Д.А. Чернокожев // НТВ «Каротажник». – Тверь : АИС, 2014. – Вып.12 (246). – С. 36–42.
4. Программа для ЭВМ «Мантсгео индикатор 2014» / Хозяинов М.С., Чернокожев Д.А., Кузнецов М.И., Козлов С.А., Кузнецова К.И. Св-во о государственной регистрации №2014616939, 8 июля 2014.
5. Хозяинов, М. С. Индикаторные фильтрационные исследования нефтяных месторождений / М.С. Хозяинов, Э.В. Соколовский, Д.А. Чернокожев. – Саарбрюккен : Palmarium Academic Publishing, 2014. – С. 171.