

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ГИДРОГЕОЛОГИИ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ ПЕРМСКОГО КРАЯ

С.М. Костарев
ООО «ПермНИПИнефть», e-mail: SKostarev@permnipineft.com

На территории Пермского края открыто 224 месторождения нефти и газа, в разработке находится более 170, половина из которых эксплуатируется уже более 30 лет. Большинство месторождений многопластовые, нередко с газовыми «шапками». Освоение углеводородных ресурсов в Пермском крае происходит в сложных горно-геологических (сочленение Русской платформы и складчатой зоны Урала) и специфических гидрогеологических условиях (наличие мощного сульфатно-глинисто-галогенного нижнепермского флюидоупора в одних структурах и вертикальной восходящей миграции флюидов – в других). Нефтегазопроявления распространены практически по всему палеозойскому разрезу осадочного чехла, а ближайшие к земной поверхности – установлены на глубинах менее 100 м (табл. 1). По условиям взаимодействия водоносных горизонтов в разрезе отложений выделяются две гидродинамические зоны. Верхняя содержит пресные подземные воды преимущественно в верхнепермских (на платформе) и нижнепермских (в прогибе) отложениях [8]. В нижней зоне по мере погружения пород под более молодые формируются газонефтеводоносные комплексы [7]. В пределах платформенной части в верхней зоне распространены гидростратиграфические подразделения пермских отложений (от казанского до иренского яруса). В местах выхода пород на земную поверхность формируются пресные подземные воды, а по мере погружения отложений на запад минерализация вод комплексов увеличивается до соленых вод и рассолов. В Предуральском прогибе разрез верхней гидродинамической зоны сложен преимущественно фациально невыдержанными отложениями и представляет собой сложную систему водоносных пластов среди линз водоупорных пород. Наличие в разрезе пермских отложений галогенных и сульфатных пород обусловило появление вод хлоридного и сульфатного типов на небольших глубинах. На участках пересечения положительных структур крупными эрозионными врезами отмечается подъем соленых вод [2, 6].

Таблица 1

**Естественные рассоло-, нефте- и битумопроявления
в приповерхностных массивах горных пород Пермского края
(по данным структурного бурения в 60–70-х годах XX века)**

№ сква- жины	Интервалы проявлений, м	Характер проявлений	Литология	Возраст
А. Рассолопроявления в зоне пресных вод				
<i>Осинская площадь</i>				
662	80–87	Cl–Na воды с минерализацией 12 г/дм ³	песчаники	P ₁ uf
665	100–120	Cl–Na воды с минерализацией 7,5 г/дм ³	песчаники	P ₁ uf
Б. Нефте- и битумопроявления в приповерхностной части геологической среды				
<i>Весьлянская площадь</i>				
8	65.9–70.2	Выпоты нефти	Доломит	P ₁ kg
	70.2–82.2	Выпоты нефти	Доломит	Тот же
	88.1–94.5	Включения битума	Доломит	Тот же
	107.8–112.5	Керн пропитан нефтью	Известняк	P ₁
12	64.5–78.9	Керн пропитан нефтью	Доломит	P ₁ kg
<i>Полазненское месторождение</i>				
k-40	85–89	Керн с примазками битума	Гипс	P ₁ kg
k-3	95–99	Керн с примазками битума	Доломит	Тот же
k-19	89–90	Керн с примазками битума	Известняк	Тот же

В условиях малой мощности горизонтов пресных подземных вод в регионе, ухудшения их качества в результате естественной вертикальной восходящей миграции компонентов глубинных рассолов крайне сложной остается проблема водоснабжения нефтепромыслов технической водой. Учитывая данную ситуацию, недропользователи активно используют для этих целей попутно добываемые рассолы, однако для ряда нефтепромыслов (особенно на ранней стадии разработки) только подземный источник водоснабжения является технологически оптимальным и экономически возможным (табл. 2).

Источники технического водоснабжения нефтепромыслов Пермского края

Применение	Тип вод	Химический состав вод	Ограничение по использованию
Широко используемые	Попутно добываемые рассолы	Cl – Ca	Нет
Используемые	Пресные поверхностные воды	HCO ₃ – Ca	Расход < 1м ³ /с, SO ₄ – Ca состав
	Пресные подземные воды	HCO ₃ – Ca – Na	Ресурсы, SO ₄ – Ca состав
	Рассолы продуктивных горизонтов	Cl – Ca	Экономические
Практически неиспользуемые	Рассолы надпродуктивной толщи	Cl – Ca	Экономические
	Рассолы техногенных систем	Cl – Ca	Ресурсы, SO ₄ – Ca состав

Для оценки геолого-гидрогеологических условий верхней части разреза нефтяных месторождений на предмет выявления источников технического водоснабжения бурить специальные гидрогеологические скважины необязательно. Для этого можно использовать те водозаборные скважины-колодцы, которые в большинстве случаев сооружают буровые компании для технического водоснабжения буровых установок на период бурения поисково-разведочных или разведочно-эксплуатационных нефтяных скважин. Платформенные условия развития подземных вод в Пермском крае, региональный характер развития перспективных водоносных горизонтов, их достаточная изученность, наряду с возможностью использования результатов геофизических исследований в нефтяных скважинах, позволяют достоверно оценивать перспективные возможности водоносных горизонтов по результатам гидрогеологического опробования одиночных водозаборных скважин. Имеющийся опыт проведения гидрогеологических исследовательских работ такого рода показывает их результативность при минимуме затрат. Конечным результатом этих работ является оценка эксплуатационных запасов подземных вод по категории не ниже С₁.

Возможность создания технических водозаборов подземных вод в пределах горных отводов нефтяных месторождений на безлицензионной основе увеличит техногенную нагрузку на подземную гидросферу на территории нефтепромыслов. Вследствие этого актуализируются мероприятия по охране пресных подземных вод в процессе нефтедобычи. Эффективность таких мероприятий контролируется результатами гидрогеохимического мониторинга (ГМ), выполняемого в пределах горных отводов

месторождений большинством нефтегазодобывающих предприятий в соответствии с требованиями нормативных документов по охране недр и разработке углеводородов и с условиями недропользования. Практический опыт организации и проведения ГМ в районах разведки и разработки нефтяных месторождений Пермского края показал [3], что интерпретация результатов данного вида исследований гидросферы на нефтегазоносных территориях имеет ряд специфических аспектов, которые связаны с многостадийностью и длительностью процесса нефтедобычи, расположением основных объектов контроля ниже земной поверхности, а также с образованием при миграции компонентов в зоне гипергенеза широкого спектра загрязняющих веществ (как первичных, так и вторичных). Поэтому актуальным направлением экологической гидрогеологии нефтегазоносных территорий является определение вектора изменений (или преобразований) свойств компонентов геологической среды (ГС) и выявление роли основных техногенных факторов. Последние являются катализаторами процессов переформирования глубинной гидросферы, происходящих в горных массивах и проявляющихся обычно (через транспортирующие среды) в горизонтах пресных подземных вод в ходе трансформации их химического состава (табл. 3). Дальнейшие работы по определению местоположения глубинных источников загрязнения или установлению генезиса не только водорастворенного органического вещества (нефтепродуктов), но и широкого спектра устойчивых в водной среде гетеросоединений в задачи ГМ не включаются, а проводятся недропользователями обычно по предписаниям контролирующих органов. Поэтому ГМ нефтяных загрязнений, основанный на определении массовой доли так называемых «нефтепродуктов» и широко применяемый нефтяными компаниями в рамках реализации программ контроля состояния элементов окружающей среды на территории нефтяных месторождений (утвержденных региональными подразделениями МПР РФ, Роспотребнадзора, Гидромета), не дает реальной оценки эколого-геохимической обстановки на нефтепромысле и не позволяет идентифицировать источник загрязнения пресных поверхностных и подземных вод органическим веществом. Контроль нефтяного загрязнения водной среды по ароматическим углеводородам (имеющим ПДК, в отличие от так называемых «нефтепродуктов») в практике проведения ГМ на нефтяных месторождениях может оказаться одним из наиболее приемлемых методов оперативного контроля загрязнения гидросферы благодаря отсутствию или крайне низкому содержанию

данных соединений в природном геохимическом фоне и бóльшей их растворимости по сравнению с углеводородами других групп.

Таблица 3

Трансформация химического состава пресных подземных вод на участках интенсивной разработки «старых» нефтяных месторождений юга Пермского края

Водопункт	Год обследования	Содержание компонентов, мг/дм ³				Причины отклонения от нормативов ПДК
		СГ	SO ₄ ²⁻	НП*	ОМ**	
		ПДК _{х.л.}				
		350	500	0,1	1000	
Водоносный комплекс аллювиальных четвертичных отложений						
Скважина глубиной 30 м в контуре нефтеносности	1968	14	150	н.с.	1020	1. Восходящая вертикальная миграция. 2. Латеральная миграция с нефтепромысловых объектов
	1993	292	45	н.с.	910	
	1997	434	37	н.с.	994	
	2001	2219	58	0,05	3750	
	2002	1154	35	0	2680	
2003	2112	213	0,028	4342		
Водоносный комплекс в терригенных верхнепермских отложениях						
Родник, трещинно-грунтовых вод, в контуре нефтеносности	1976	62	н.с.	н.с.	н.с.	Восходящая вертикальная миграция из нижних водоносных комплексов
	1999	1973	н.с.	отс.	н.с.	
	2001	1639	н.с.	0,03	н.с.	
	2002	1662	н.с.	0,018	н.с.	
	2003	1684	н.с.	0,01	н.с.	
Водоносный комплекс в карбонатно-сульфатных пермских отложениях						
Родник в контуре нефтеносности	1976	25	н.с.	н.с.	н.с.	1. Восходящая вертикальная миграция. 2. Латеральная миграция с нефтепромысловых объектов
	2001	922	н.с.	0,12	н.с.	
	2002	1401	н.с.	0,13	н.с.	
	2003	740	н.с.	не об.	н.с.	

* нефтепродукты; **общая минерализация.

Изучение нефтяного загрязнения природных геосистем на уровне идентификации продуктов трансформации нефти в зоне гипергенеза актуально не только для экологов-нефтяников, но и для многих других специалистов, в той или иной степени соприкасающихся с так называемыми «нефтепродуктами» – органическим веществом различного генезиса, в массовом порядке определяемым в водной среде в рамках ГМ. Исследования водорастворенного органического вещества на территории нефтяных месторождений показали [1], что на участках интенсивной нефтедобычи даже при низких концентрациях нефтепродуктов в подземных водах регистрируются компоненты трансформации нефтяных соединений и химреагентов (преимущественно ПАВ и фталаты). Взаимодействие широкого спектра химреагентов, применяемых в процессе нефтедобычи, и нефтяной органики в зоне активной циркуляции вод приповерхностного

карстового массива приводит к переводу нефтяных соединений в комплексы, аккумулирующиеся в пене на поверхности воды или в донных отложениях крупных сосредоточенных выходов подземных вод (табл. 4).

Таблица 4

**Групповой состав нефти и битумоидов
(по данным тонкослойной хроматографии, Б.А. Бачурин)**

№ п/п	Место отбора	Содержание, г/кг (*мг/дм ³)		Структурно-групповой состав, %		
		ХБА	НП	МНФ	НАФ	САФ
1	Пластовая нефть С ₁ sg			56,05	17,97	25,98
2	Нефтезагрязненные донные отложения в истоке реки	10,46	0,67	50,89	16,96	32,15
3	ХБА воды родника № 1 (исток реки)	0,57*	0,47*	36,62	2,82	60,56
4	ХБА воды в нефтеловушке (ниже родника №1)	0,88*	<0,02*	10,00	следы	90,00
5	Пена (мусс) на поверхности воды в нефтеловушке	862,86	604,00	54,37	15,63	30,00
6	ХБА воды родника № 2	0,49*	0,45*	29,55	отс.	70,45
7	Донные отложения в месте разгрузки родника № 2	40,66	14,05	50,34	15,86	33,79

Скважинную нефтедобычу сопровождают не только экологические проблемы «приповерхностного характера», но и специфические последствия нефтепромыслового техногенеза, связанные с формированием техногенных залежей углеводородов и линз рассолов в верхней части геологической среды. Они наблюдаются в Пермском крае и в других старых нефтедобывающих регионах – Татарстане, Башкортостане, Куйбышевском Поволжье.

Характер негативных проявлений техногенеза недр при нефтедобыче будет определяться рельефом местности (водораздельное пространство или долина реки), на которой расположен нефтепромысел. В зависимости от того, куда будет происходить локальная разгрузка восходящего потока флюидов – в водоносный горизонт с практически однородными фильтрационными свойствами (русовая фация аллювия) или в водоносный комплекс с резкой фильтрационной неоднородностью (трещинные и карстовые среды) и локальными водоупорами, – проявление техногенеза недр будет наблюдаться в виде засоления горизонта пресных вод с постепенным снижением

концентраций загрязняющих веществ по мере удаления от источника или осолонения, загрязнения родников нефтью и точечного выхода загрязнителей в русло водотока [4].

Техногенные скопления в приповерхностных массивах горных пород в районах интенсивной нефтедобычи могут быть различными по типу флюида, заполняющего ловушку или резервуар (газ, нефть, рассолы). Наиболее потенциально опасными формами проявления глубинного техногенеза недр в районах нефтедобычи являются вторичные залежи углеводородных газов вблизи земной поверхности (при наличии локального флюидоупора в толще 0–100 м). Даже в карстовых массивах могут формироваться линзы рассолов и жидких углеводородов (рис. 1), а при значительной зоне аэрации (более 10 м) с местным водоупором – скопления углеводородных газов. Методика поиска скоплений углеводородов (в зоне аэрации) и линз рассолов (в зоне пресных подземных вод) основана на комплексировании методов детализационной электроразведки и гидрогеохимии [4]. Разработка приповерхностной техногенной газовой залежи возможна с применением закачки азотно-воздушной смеси в скважины, расположенные в зонах максимальной трещиноватости [5].

Актуальной проблемой освоения нефтегазовых ресурсов Пермского края является закачка попутно добываемых рассолов (ЗПДР) в глубокие горизонты палеозойских отложений через специальные поглощающие скважины. По аналогии с геологоразведочными работами по оценке эксплуатационных запасов подземных вод работы по геологическому изучению и освоению участков недр, не связанных с добычей полезных ископаемых, в настоящее время проводятся в три стадии: поисково-оценочная (ПО); разведка, в том числе опытно-промышленная эксплуатация (ОПЭ); эксплуатационная разведка (ЭР) с промышленной эксплуатацией полигона закачки.

На ПО стадии выполнено обоснование принципиальной возможности ЗПДР с использованием существующих нефтяных скважин, реализовавших свое целевое назначение. Обязательным элементом возможности применения ЗПДР является создание геологической модели участка и на ее основе – прогноз распределения давлений в геосистеме участка недр и определение структуры геофильтрационных потоков по аналитическим расчетам или цифровому моделированию (рис. 2). Основным эксплуатационным (целевым) горизонтом, в который осуществляется ЗПДР в регионе, является карбонатная рифогенная толща верхнедевонско-турнейских отложений, расположенная ниже последнего разрабатываемого горизонта, на глубине от 1,3 (на

платформе) до 2,5 км (в Предуральском прогибе). Гидродинамические условия для ЗПДР в среднекаменноугольных (окско-серпуховско-башкирских) карбонатных отложениях (находящихся между продуктивными на нефть и газ горизонтами) также удовлетворительные, но реализация проекта технологически и экологически менее эффективна. В процессе геологического изучения недр на основе анализа ежемесячных объемов закачиваемых стоков и устьевого давления, промыслово-геофизических исследований скважин и гидродинамического моделирования геосистемы рассчитываются фильтрационные параметры и эксплуатационная емкость пласта-коллектора. Моделирование процесса ЗПДР на 25-летний срок производится с применением базового программного гидрогеологического комплекса, каким является пакет MODFLOW с оболочкой VISUAL MODFLOW 4.2, который позволяет решать 3D задачи геофильтрации и массопереноса на достаточно больших сетках. В результате выполнения ПО стадии на участках ЗПДР подготовлены геологические отчеты, получившие положительное заключение ГКЗ.

Менее успешно выполняются геологоразведочные работы на стадии ОПЭ, в основе которых лежит комплекс мониторинговых работ на целевой водоносный горизонт, опытно-фильтрационных исследований (в том числе в буферном горизонте) для обоснования геофильтрационной модели процесса закачки и подтверждения исходных материалов для проекта полигона. Отрицательным моментом ОПЭ является отсутствие данных по замерам пластовых давлений в пьезометрах на целевой и буферный горизонты, которые необходимы для калибровки модели на стадии ОПЭ. Это связано с тем, что большая глубина расположения объектов ЗПДР делает экономически невозможным дальнейшее геологическое изучение целевого пласта (с расположением его под последней нефтяной залежью) посредством бурения новых глубоких наблюдательных скважин в контуре горного отвода нефтяного месторождения (нарушение технологического документа на разработку). Проблематичным является также проведение специальных опытных работ (кустовые закачки), широко применяемых при оценке эксплуатационных запасов пресных подземных вод, но не получивших распространения в нефтепромысловой гидрогеологии («гидропрослушивание») ввиду низкой вероятности выполнения его целевого назначения – получения качественной информации о фильтрационных и энергетических параметрах целевого горизонта в процессе закачки (тем более буферных горизонтов).

Анализируя ситуацию с проведением работ по ЗПДР на участках недр в Пермском крае и соседних нефтедобывающих регионах Волго-Уральской провинции, наиболее реальным можно считать следующий методический подход:

- распространение закачиваемых рассолов по целевому горизонту в пределах горного отвода нефтяного месторождения строго не ограничивается;
- результаты гидродинамического моделирования, полученные на основе геологической модели, данных геофизических и гидродинамических исследований скважин на начальной стадии закачки рассолов (ПО) и одобренные государственной экспертизой в ГКЗ, считаются достаточными для формирования представлений о масштабах распространения стоков и оценок последствий захоронения;
- основным объектом контроля проявления вертикальных восходящих перетоков являются продуктивные на нефть комплексы, расположенные выше объекта закачки, а также горизонты пресных подземных вод.

Применение геоэкологического сопровождения процесса извлечения углеводородного сырья в виде традиционного комплекса методов контроля состояния компонентов ГС и способов оценки воздействия на них нефтепромыслового техногенеза (гидрогеохимический мониторинг) в настоящее время недостаточно эффективно. Для решения актуальных проблем экологической гидрогеологии старых районов нефтедобычи (не только на научном, но и на практическом уровне) должны использоваться технологии снижения негативного воздействия нефтедобычи на ГС, направленные на идентификацию нефтяного загрязнения ГС, поиск, геометризацию, ликвидацию техногенных скоплений компонентов глубинных флюидов в верхней части ГС, прогнозирование и контроль процесса закачки стоков в глубокие горизонты.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бачурин Б.А., Одинцова Т.А., Борисов А.А.* К методике идентификации источников нефтезагрязнения геологической среды // Горн. информ.-аналит. бюл. 2009. № 8. С. 291–298.
2. *Буданов Н.Д.* Гидрогеология Урала. М.: Наука, 1964. 304 с.

3. *Костарев С.М.* Гидрогеохимический мониторинг в районах нефтедобычи: методология и результаты исследований // Антропогенная трансформация природной среды: материалы Междунар. конф. Пермь, 2010. Т. 1, ч. 1. С. 392–398.
4. *Костарев С.М.* Методы поиска техногенных скоплений флюидов в верхней части геологической среды нефтяных месторождений Пермского Прикамья // Геоэкология. 2005. № 6. С. 552–559.
5. *Костарев С.М., Мерсон М.Э.* Геология и разработка техногенных залежей углеводородных газов в верхней части геологической среды // Нефт. хоз-во. 2004. № 8. С. 122–125.
6. *Силин-Бекчурин А.И.* О куполообразном залегании минеральных вод в долинах Камы и Волги // Сов. геология. 1941. № 4. С. 39–51.
7. *Шестов И.Н., Софроницкий П.А., Рыбаков В.Н.* Газонефтеводоносные комплексы Пермского Прикамья // Геология и петрография Западного Урала: сб. науч. тр. ПГУ. Пермь, 1974. Вып. 6. С. 109–133.
8. *Шимановский Л.А., Шимановская И.А.* Пресные подземные воды Пермской области. Пермь: Перм. кн. изд-во, 1973. 196 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

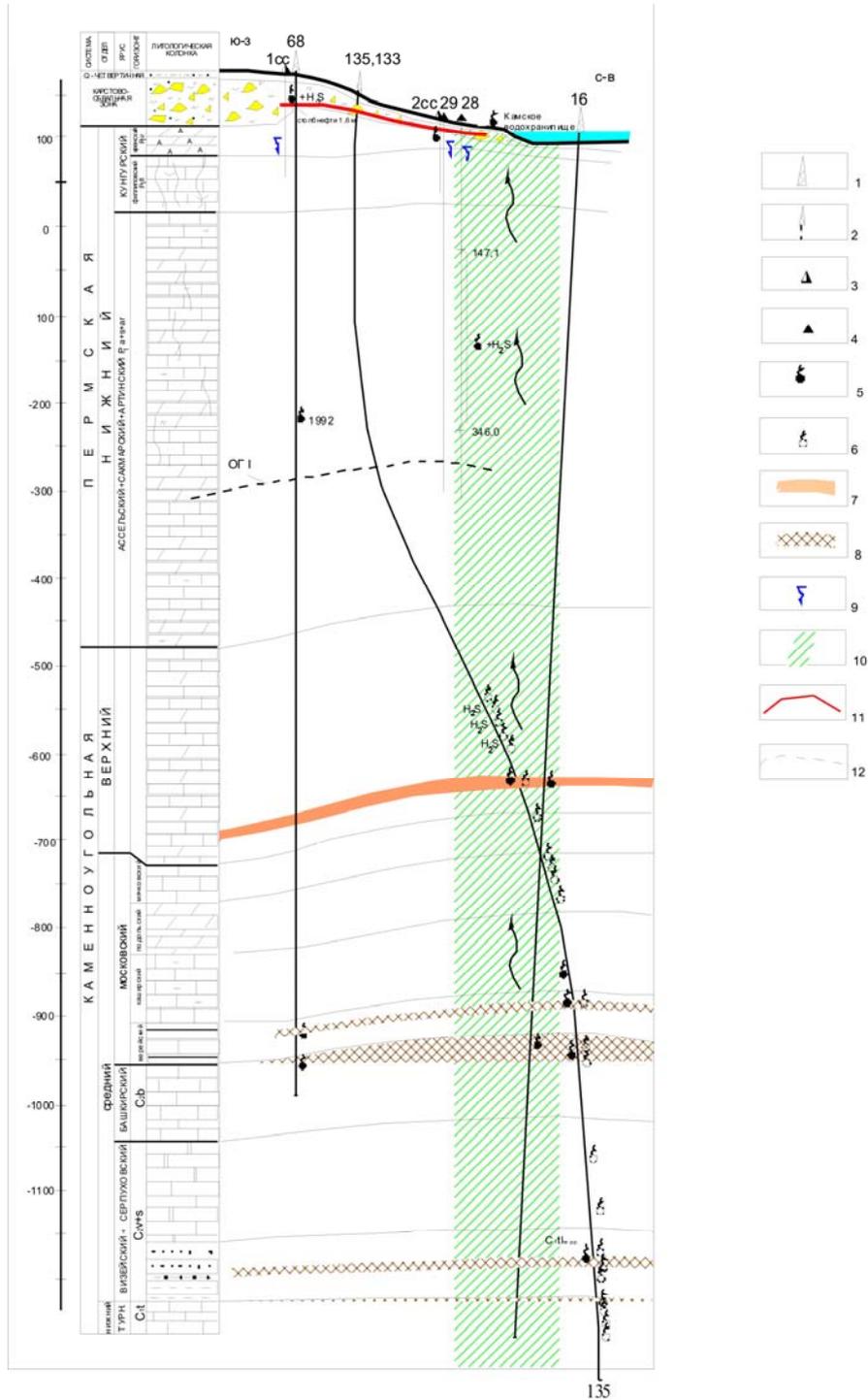


Рис. 1. Восходящая вертикальная миграция нефти из палеозойских отложений в приповерхностную часть карстового массива (по Б.А. Бачурину)
 Скважины: 1 – эксплуатационные; 2 – проектируемые; 3 – наблюдательные гидрогеологические; 4 – специальные разгрузочные; 5 – нефтепроявления по керну; 6 – аномалии по газовому каротажу; 7 – непромышленная залежь нефти; 8 – промышленные нефтеносные пласты; 9 – поглощения промывочной жидкости; 10 – линеаменты; 11 – линза нефти в приповерхностном карстовом массиве; 12 – отражающий горизонт (по МОГТ)

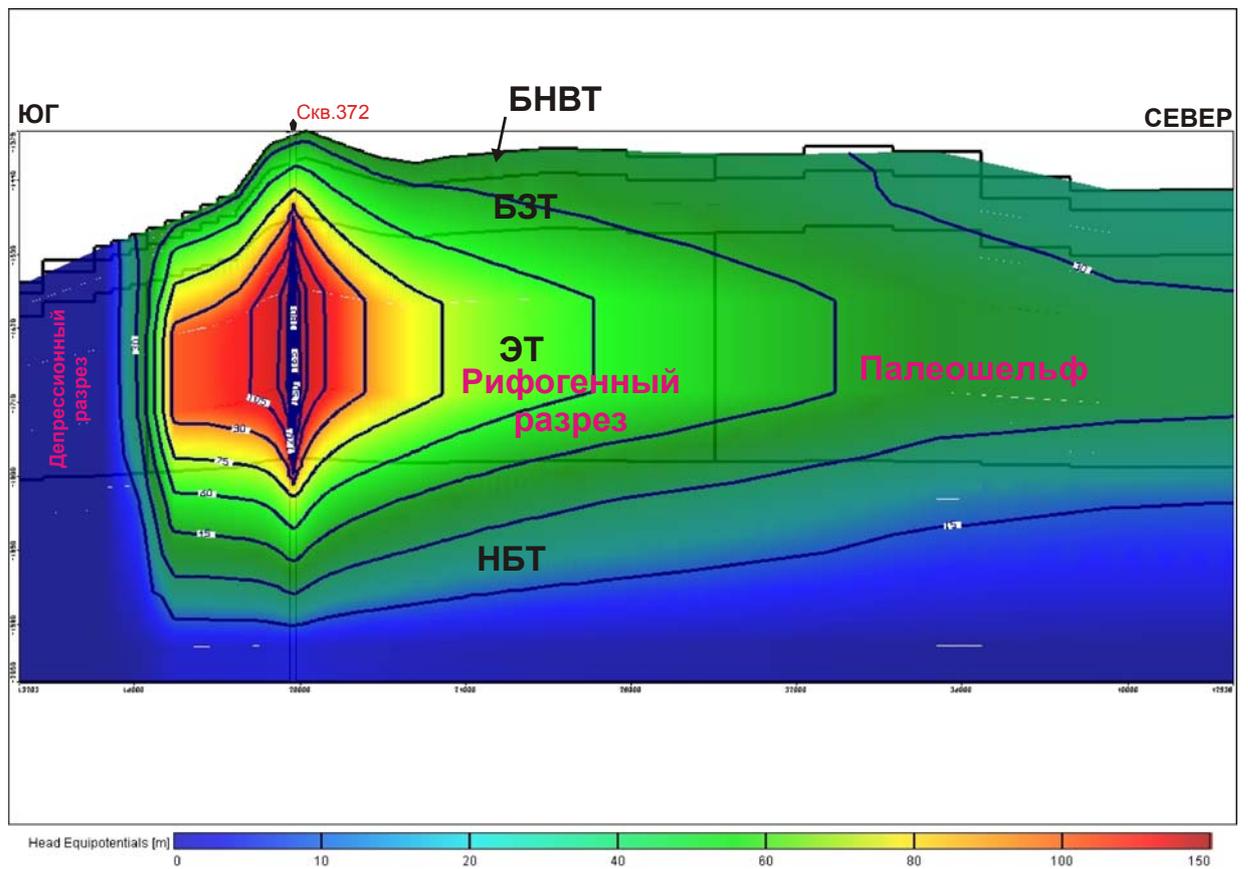


Рис. 2. Результаты гидродинамического моделирования закачки рассолов в рифогенную палеозойскую структуру