

ПРОЯВЛЕНИЕ ДЕФОРМАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СНИЖЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

А.А. Тишков, О.К. Абрамович

Гомельский Государственный Университет им. Ф. Скорины,
Белорусский научно-исследовательский и
проектный институт нефти «БелНИПИнефть»,
ул. Книжная, 15Б, 246003, г. Гомель, Беларусь
E-mail: nipi@beloil.by

В институте БелНИПИнефть проводилось исследование кернового материала различных месторождений Припятского прогиба в условиях, близких к пластовым. Эксперименты представляли собой классическое определение коэффициента вытеснения нефти водой с добавлением этапа, предложенного автором, по снижению пластового давления до давления насыщения нефти при достижении полной обводненности продукции по каждому из исследуемых объектов. В результате выполненных работ было установлено изменение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов при снижении пластового давления, наряду с наличием приростов коэффициента вытеснения нефти водой. Полученные результаты были сопоставлены с пространственно-временной структурой современного геодинамического состояния среды над действующими выработками, таким образом, подтверждая факт наличия деформационных процессов, как на «микроуровне», в виде снижения фильтрационно-емкостных свойств пород, так и на «макроуровне», в качестве одного из факторов, индуцирующего «просадки» земной поверхности.

Пластовое давление в залежи является важным параметром, характеризующим энергетику пласта. Выработка запасов углеводородов, сопровождается падением пластового давления, при этом при неизменной нагрузке вышележащих пород (литостатическое давление) растет эффективное давление в залежи, как разница между литостатическим и пластовым давлениями.

В пределах Припятского прогиба лабораторным изучением вопроса влияния деформационных процессов на фильтрационно-емкостные свойства пород занимались такие авторы как А.И. Лобов, А.М. Ковхуто, М.Ф. Кибаш, А.И. Зайцев, К.А. Лобов, О.Ф. Мартынец и др. [6; 7]. Неоспоримым плюсом их работ являлось использование полноразмерного кернового материала в качестве объекта исследований, частично нивелирующее масштабные эффекты при изучении свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов. С другой стороны, в указанных работах, ввиду невозможности корректного моделирования порового (пластового) давления (фильтраци-

онные установки УИПК), эффективное давление создавалось поэтапным увеличением горного давления. Такое моделирование эффективного давления позволяло оценить влияние лишь сжимаемости скелета породы на фильтрационно-емкостные характеристики пород, без учета сжимаемости всей пластовой системы в целом и насыщающих ее флюидов в частности, когда с падением пластового давления изменяются их физико-химические свойства (вязкость, плотность и др.). Вектор проводимых ранее исследований был направлен главным образом на изучение динамики коллекторских свойств без моделирования процессов нефтывытеснения и дифференциации пород-коллекторов по структурно-емкостному типу. В основе работ лежало такое представление поведения породы-коллектора, при котором увеличение эффективного давления в залежи приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и, как следствие, – снижению продуктивности скважин, при этом изменение напряженно-деформированного состояния (увеличение

эффективного давления) среды рассматривалось авторами лишь с негативной стороны.

В институте БелНИПИнефть уже проводились эксперименты по определению коэффициента проницаемости и коэффициента вытеснения нефти водой при изменении порового давления. Заключением стал факт того, что в процессе падения пластового (увеличения эффективного) давления, происходит снижение проницаемости коллекторов, при этом, достигая определенных (критических) давлений, данный процесс является необратимым [2]. Кроме того было установлено, что снижение пластового давления положительно отражается на коэффициенте вытеснения нефти водой [10].

Дальнейшее изучение деформационных процессов продолжилось в 2016 году по новой, усовершенствованной автором методике, в которой уделено особое внимание изучению деформационных процессов в пластовых условиях. Так, по данной методике появилась возможность оценить влияние деформационных процессов не только на проницаемость пород и коэффициент вытеснения нефти, но и на эффективную емкость. Предлагаемая ме-

тодика была включена в СТП 09100.17015.136–2016 «Определение коэффициента вытеснения нефти в лабораторных условиях» [9].

Экспериментальные работы проводились на установке Autoflood-700 компании «Vinci Technologies SA» (Франция), позволяющей моделировать фильтрационные процессы на керновом материале в условиях максимально приближенных к пластовым.

В качестве моделей пластовых флюидов использовались: дегазированная безводная устьевая проба нефти с исследуемого объекта, доведенная до вязкости пластовой нефти добавлением растворителя (керосин осветительный), пластовая (попутная) вода из добывающих скважин исследуемого объекта.

Исследования проводились на составных моделях пласта, представленных образцами керна материала с известной длиной и площадью поперечного сечения. Диаметр образцов керна составлял 30 мм. Подготовка моделей керна к проведению испытаний проходила в соответствии с ГОСТ 26450.0–85 – ГОСТ 26450.2–85.

В табл. 1 указана характеристика керна моделей пласта.

Таблица 1 – Характеристика керна моделей пласта

Характеристика моделей керна	Месторождение, залежь								
	В-Дроздовское, D _{3ln}	В-Дроздовское, D _{3sr}	В-Дроздовское, D _{3sm}	В-Дроздовское, D _{3vr}	З-Александровское, D _{3vr}	З-Александровское, D _{3ptr}	Славянское, D _{3ptr-zd}	Славянское, D _{3or}	Котельниковское, D _{3vr}
Литология	песчаник	доломит	доломит	доломит	известняк	известняк	известняк	доломит	известняк
Структура емкостного пространства	п-т	т-п	п-к-т	п-т	п-т	п-т	п-т	п-т	п-к
Длина, см	14,75	15,43	16,06	18,11	16,74	16,75	23,5	14,86	14,84
Площадь, см ²	6,871	6,901	6,933	6,971	6,957	6,91	6,761	6,78	6,8
Абсолютная проницаемость по газу, 1·10 ⁻³ мкм ²	256,1	2,669	13,79	11,936	10,725	3,117	4,126	12,422	40,28
Открытая емкость, %	17,31	6,38	9,2	10,37	8,79	8,13	6,03	9,01	7
Объем пор, см ³	17,55	6,812	10,22	12,3	10,27	9,4	9,58	8,14	7,018
Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	0,752	0,705	0,66	0,699	0,852	0,749	0,929	0,909	0,876

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ:

1. Компонировка kernового материала, насыщенного пластовой водой в манжете кернодержателя.
2. Прокачка пластовой воды при пластовом давлении и температуре исследований (без создания горного давления) до стабилизации значения перепада давления.
3. Остановка фильтрации, выжидание полного прекращения фильтрации воды, моделирование горного давления с замером объема вытесненной в результате действия деформационных процессов воды.
4. Последовательная прокачка (при созданных горном и поровом давлениях) пластовой воды, керосина и нефти до стабилизации основных фильтрационных параметров (прекращение выхода вытесняемого флюида со стабилизацией значений перепада давления).
5. Прокачка воды с начальной скоростью фильтрации через нефтенасыщенную с остаточной во-

донасыщенностью модель пласта до стабилизации основных фильтрационных параметров.

6. Увеличение скорости фильтрации в два – четыре и более раз по отношению к начальной с прокачкой воды на каждом этапе до стабилизации основных фильтрационных параметров.

7. Снижение пластового давления до давления насыщения нефти при поддержании постоянного перепада давления, определенного при стабилизации фильтрационных параметров на предшествующем этапе.

8. Прокачка воды со скоростью фильтрации, предшествующей этапу снижения пластового давления, до стабилизации основных фильтрационных параметров.

На каждом из этапов определялся коэффициент вытеснения нефти и фазовая проницаемость в системе вода – нефть – порода.

Опуская детали каждого из экспериментов (всего 9 опытов), с подробным примером которых можно ознакомиться в предыдущей работе автора [10], перейдем непосредственно к результатам (табл. 2).

Таблица 2 – Результаты лабораторных исследований

Месторождение, залежь	Коэффициент вытеснения нефти водой до этапа снижения пластового давления, %	Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет снижения пластового давления, %	Вязкость нефти, мПа*с	Вязкость воды, мПа*с	Изменение емкости в начальных пластовых условиях, %	Конечное изменение фазовой проницаемости, %
В-Дроздовское, D ₃ ln	60,83	3,56	9,65	1,151	нет данных	-18,5
В-Дроздовское, D ₃ sr	64,58	6,9	9,65	1,151	нет данных	-7,3
В-Дроздовское, D ₃ sm	54,07	2,97	17,366	1,151	-8,3	-0,7
В-Дроздовское, D ₃ vr	55,23	4,65	17,366	1,151	-6,1	+6,7
3-Александровское, D ₃ vr	54,71	3,3	0,562	0,601	нет данных	+1,5
3-Александровское, D ₃ ptr	53,9	1,7	0,714	0,681	-9,6	+4,1
Славянское, D ₃ ptr-zd	42,7	3,37	2,155	0,583	-11,9	-10,1
Славянское, D ₃ or	23,24	11,62	217,25	1,07	нет данных	-36,9
Котельниковское, D ₃ vr	62,28	4,87	18,1	1,402	нет данных	-44,6

Результаты лабораторных экспериментов показали снижение фильтрационно-емкостных свойств и наличие приростов коэффициента вытеснения нефти на этапе снижения пластового давления по всем исследуемым объектам. Стоит однако учитывать, что при оценке изменения эффективной проницаемости по воде, на последнюю накладывался эффект многофазовой фильтра-

ции (растущая проницаемость по воде в условиях увеличения водонасыщенности модели пласта), частично нивелирующий истинную картину влияния деформационных процессов на фильтрационно-емкостные свойства. Этим эффектом и объясняется «увеличение» конечной фазовой проницаемости по трем объектам (В-Дроздовское (D₃vr), 3-Александровское (D₃vr и D₃ptr)). Емкость

моделей в сравнении с атмосферными условиями снижалась при создании начальных пластовых условий на 6,1–11,9 %.

Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет снижения пластового давления по итогам проведенных экспериментов составил 1,7–11,62 %. Оценивая полученные результаты, удалось установить для керновых моделей с порово-трещинным типом емкостного пространства зависимость прироста коэффициента вытеснения нефти от свойств пластовых флюидов, в частности, вязкостного соотношения нефть/вода (рис. 1).

Из рис. 1 видно, что прослеживается четкая тенденция к увеличению прироста коэффициента вытеснения нефти с ростом вязкостного соотношения нефть/вода. Это, с одной стороны, обусловлено тем фактом, что чем выше вязкость нефти, тем более подвижной она становится при снижении пластового давления (по внутрисолевой (D_{3or}) залежи Славянского месторождения вязкость нефти снизилась более чем в два раза) и, с другой стороны, – чем выше вязкость нефти, тем при прочих равных условиях ниже коэффициент вытеснения (по внутрисолевой (D_{3or}) залежи Славянского месторождения коэффициент вытеснения нефти до этапа снижения пластового давления составил 23,24 %), соответственно, в породе остается большой объем остаточной нефти, который можно извлечь на стадии снижения пластового давления.

Проведенные эксперименты на «микроуровне» (на керновом материале) в очередной раз отразили действие деформационных процессов в условиях разработки залежей углеводородов. Для оценки проявления деформационных процессов на «макроуровне» авторами была изучена специальная литература и проведен соответствующий анализ. Так было установлено, что падение пластового давления индуцирует деформационные процессы в виде «просадок» земной поверхности над действующими выработками [5]. Данное заключение было обосновано на примере Речицкого месторождения Припятского прогиба, который в региональном отношении характеризуется современным поднятием до +5,8 мм/год. Зоны изменения скоростей современных вертикальных движений, ограничивающие Припятский прогиб с запада и востока, имеют северо-восточное простирание [4].

Основу информации о пространственно-временной структуре современного геодинамического состояния среды составляют повторные геодезические измерения, проводимые на трех масштабных уровнях описания процессов: региональном, зональном и локальном. Нами анали-

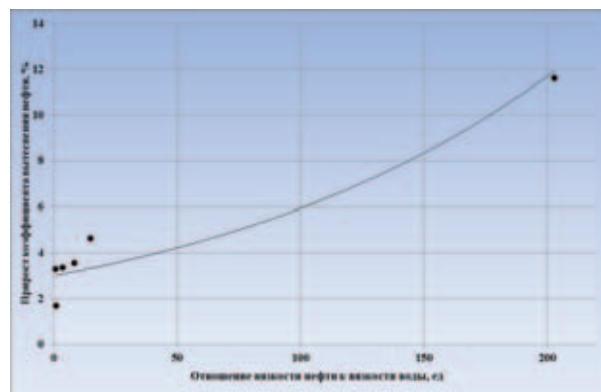


Рисунок 1 – Зависимость прироста коэффициента вытеснения нефти водой от отношения вязкости нефти к вязкости воды

зировались локальные процессы в пределах Речицкого месторождения за период 1980–1986 гг. Изучаемая вертикальная компонента движений была определена по ведомостям сопоставления результатов нивелирования за указанный период. Работы по нивелированию II класса повышенной точности выполнялись объединенной комплексной экспедицией №84 по заказу тематической партии института геологии и разработки горючих ископаемых под руководством В.А. Сидорова [8].

Плотность нивелирной сети характеризуется расстоянием между реперами в линиях порядка 0,5–1 км и расстоянием между линиями порядка 3–6 км, интервалы нивелирования 2–6 месяцев. Количественной оценкой явилась амплитуда накопления движений за 6 лет. На основании вычисленных значений поля амплитуд вертикальных движений на 8 полигонах с учетом всех циклов наблюдений проведены изолинии равных амплитуд. Многократное повторное нивелирование позволило установить сложный временной спектр вертикальных движений, однако общая тенденция определяется понижением земной поверхности в пределах Речицкого месторождения (рис. 2).

Из рис. 2 видно, что наибольшая интенсивность «просадок» (10–20 мм) отмечена в центральной части месторождения, где располагается основной фонд добывающих скважин, т. е. в зоне максимальной выработки запасов. В свою очередь, в зоне влияния нагнетательных скважин, отмечается область покоя (восточная часть) и область поднятия (западная часть). При этом максимально по площади охвачены «просадками» области с наложением двух комплексов, подсолевого и межсолевого одновременно и область с подсолевым комплексом. Это можно объяснить действием более высоких эффективных напря-



Рисунок 2 – Совмещенный контурный план Речичского нефтяного месторождения со схемой амплитуд современных вертикальных движений за период 1980–1986 гг.

жений по подсолевым залежам (рис. 3, 4) и эффектом наложения двух комплексов друг на друга, подвергнутых деформационным процессам в пределах одной области.

Из рис. 3, 4 видно, что коллектора подсолевого комплекса испытывают более высокие эффективные напряжения (порядка 27,7–37,7 МПа) чем породы межсолового комплекса (порядка 14,7–18,3 МПа) уже с начала эксплуатации. Это обусловлено их глубиной залегания – 2450–2940 м для подсолевых и 1870–2190 м для межсоловых залежей (плотность пород принята 2,3 г/см³). В процессе эксплуатации, с падением пластового давления в залежах, увеличивалось эффективное давление, таким образом, к 1986 г. по межсоловому комплексу достигнут 23,2 МПа (увеличилось на 8,5 МПа) для коллекторов IV пачки задонского (D₃zd) горизонта и 30,4 МПа (увеличилось на 12,1 МПа) для коллекторов VIII пачки задонского (D₃zd) горизонта. В подсолевом комплексе с начала эксплуатации по 1986 г. эффективное давление выросло по воронежской (D₃vr) залежи на

13,2 МПа (до 40,9 МПа), по семилукской (D₃sm) залежи – на 2 МПа (до 32,7 МПа) и по ланской (D₃ln) залежи – на 7,7 МПа (до 45,4 МПа).

Несомненно, что современное геодинамическое состояние среды обусловлено действием многих факторов, однако данным примером, на наш взгляд, мы показали, что изменение напряженно-деформированного состояния недр, посредством снижения пластового давления в залежи, может быть, одним из таких факторов, при этом в определенных условиях иметь доминирующее значение.

Таким образом, действие деформационных процессов отмечается как на «микроуровне», на примере снижения фильтрационно-емкостных свойств керновых моделей пласта, так и на «макроуровне», в виде «просадок» земной поверхности. Проявление данных процессов, с одной стороны, может негативно отразиться на процессе разработки в виде ухудшения фильтрационно-емкостных свойств, снижении продуктивности скважин [1], потери части активных запасов, особенно на



Рисунок 3 – Графики изменения эффективного давления по залежам межсолового комплекса Речицкого месторождения с начала эксплуатации по 1986 г.

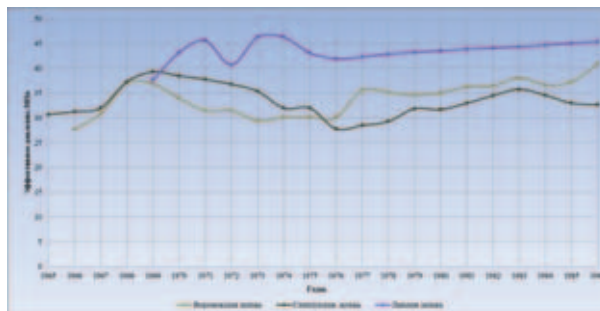


Рисунок 4 – Графики изменения эффективного давления по залежам подсолового комплекса Речицкого месторождения с начала эксплуатации по 1986 г.

начальных стадиях разработки трещинно-поровых коллекторов [3] и, с другой стороны, – привести к повышению нефтеотдачи, особенно на последних стадиях разработки порово-трещинных коллекторов. Полученный вывод свидетельствует о важности учета напряженно-деформированного состояния разрабатываемых объектов с применением конкретных геолого-технологических подходов к каждому объекту исследований.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

- Выполненные исследования подтвердили, что в процессе падения пластового давления происходит снижение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.
- Снижение пластового давления способствует приросту коэффициента вытеснения нефти водой

(1,7–11,62%), при этом, при прочих равных условиях, эффективность тем выше, чем выше вязкостное соотношение нефть/вода.

- Действие деформационных процессов вследствие падения пластового давления индуцирует «просадки» земной поверхности над действующими выработками.

- Проявление деформационных процессов на начальных стадиях разработки может привести к снижению продуктивности скважин, потери части активных запасов, с другой стороны, на последних стадиях разработки – к повышению нефтеотдачи.

- Проведенные исследования свидетельствуют о важности учета напряженно-деформированного состояния разрабатываемых объектов с применением конкретных геолого-технологических подходов к каждому объекту исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. АЛЕКСАНДРОВ, А.А., КАРНАУХОВ, М.Л. Особенности разработки месторождений со сложнопостроенными коллекторами // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 6. – С. 10–14.
2. БЕЛОНОЖКО, А.И., ЛЫМАРЬ, И.В., ХОДЬКОВ, Е.Н., БАННЫЙ, В.А., ТИШКОВ, А.А. Изменение фильтрационных характеристик коллекторов нефти в процессе разработки // Литосфера. – 2014. – № 1(40). – С. 72–77.
3. ГРИГОРЬЕВ, Б.А., ОРЛОВ, Д.М., САВЧЕНКО, Н.В., РЫЖОВ, А.Е. Исследование начальных градиентов давления при фильтрации через низкопроницаемые породы-коллекторы // Вести газовой науки: актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – 2013. – № 1 (12). – С. 119–125.
4. ДОНАБЕДОВ, А.Т., СИДОРОВ, В.А., КОЗЫРЕВА, Т.Н. Некоторые данные о соотношениях между современными вертикальными движениями земной коры, геофизическими полями, зонами нефтяных месторождений в Припятской впадине // Вопросы физики околоземного пространства и земных недр Белоруссии. – 1972. – С. 102–109.

5. ЖАНТАЕВ, Ж.Ш., КАНТЕМИРОВ, Ю.И., ФРЕМД, А.Г., НИКИФОРОВ, С.Э., ИВАНЧУКОВА, А.В. Опыт проведения площадного мониторинга смещений земной поверхности территории месторождения Тенгиз // Недропользование – XXI век. – 2013. – №1 (38). – С. 80–84.
6. КОВХУТО, А.М., КИБАШ, М.Ф., ЗАЙЦЕВ, А.И., ЕВТУШЕНКО, Н.Н., ЛОБОВА, Н.Л., ЛОБОВ, К.А. Особенности влияния техногенных геодинамических напряжений на свойства сложнопостроенных карбонатных коллекторов Припятского прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 2. – С. 70–73.
7. ЛОБОВ, А.И. Упруго-деформационные эффекты в девонских породах-коллекторах нефти и газа Припятского прогиба : автореф. канд. диссертации. – Минск, 1995. – 15 с.
8. РАЗРАБОТКА методики комплексирования геодинамических, геофизических, геохимических и других методов для выявления нефтеперспективных объектов в пределах Припятской впадины : Отчет о НИР / ИГиРГИ : руководитель В.А. Сидоров. – Москва, 1990. – 105 с.
9. СТП 09100.17015.136 – 2016 Определение коэффициента вытеснения нефти в лабораторных условиях. – Гомель, 2016. – 25 с.
10. ТИШКОВ, А.А. Геологическая эффективность оценки изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов нефти в процессе разработки на примере Восточно-Дроздовского месторождения // Литосфера. – 2016. – № 1(44). – С. 106–113.

Рецензент Я.Г. Грибик

ПРАЯВА ДЭФАРМАЦЫЙНЫХ ПРАЦЭСАЎ ПРЫ ЗНІЖЭННІ ПЛАСТАВАГА ЦІСКУ Ў ЗАЛЕЖАХ НАФТЫ ПРЫПЯЦКАГА ПРАГІНУ

А.А. Цішкоў, А.К. Абрамовіч

Гомельскі Дзяржаўны Ўніверсітэт імя Ф. Скорыны
Беларускі навукова-даследчы і
праектны інстытут нафты «БелНДПнафта»,
вул. Кніжная, 15Б, 246003, г. Гомель, Беларусь.
E-mail: nipi@beloil.by

У інстытуце БелНДПнафта праводзілася даследаванне кернавага матэрыялу розных радовішчаў Прыпяцкага прагіну ва ўмовах, блізкіх да пластавых. Эксперыменты ўяўлялі сабой класічнае вызначэнне каэфіцыента выцяснення нафты вадой з даданнем этапу, прапанаванага аўтарам, па зніжэнні пластавага ціску да ціску насычэння нафты пры дасягненні поўнага абваднення прадукцыі па кожным з доследных аб'ектаў. У выніку выкананых работ было ўстаноўлена змяненне фільтрацыйна-ёмістых уласцівасцяў парод-калектараў пры зніжэнні пластавага ціску, разам з наяўнасцю прырастаў каэфіцыента выцяснення нафты вадой. Атрыманыя вынікі былі супастаўленыя з прасторава-часовай структурай сучаснага геадынамічнага стану асяроддзя над дзеючымі выпрацоўкамі, такім чынам, пацвярджаючы факт наяўнасці дэфармацыйных працэсаў, як на «мікраўзроўні», у выглядзе зніжэння фільтрацыйна-ёмістых уласцівасцяў парод, так і на «макраўзроўні», у якасці аднаго з фактараў, які індукуюе «прасадкі» зямной паверхні.

THE MANIFESTATION OF DEFORMATION PROCESSES AT LOWER RESERVOIR PRESSURE IN THE OIL DEPOSITS OF THE PRIPYAT TROUGH

A. Tishkov, O. Abramovich

Gomel State University F. Skoriny,
"BelNIPIneft" Research and development institute,
15B, Knizhnaya, str., 246003, Gomel, Belarus.
E-mail: nipi@beloil.by

The Institute BelNIPIneft conducted a study of core material from different fields of the Pripyat trough in the conditions close to the reservoir. The experiments were a classic definition of the coefficient of oil displacement by water with the addition of the step proposed by the author to reduce reservoir pressure to saturation pressure of oil upon reaching full of water production for each of the researched objects. The result of the work was a change in the filtration-capacitive properties of reservoir rocks established with a decrease in reservoir pressure, along with the presence of increments in the coefficient of displacement of oil by water. The obtained results were compared with the spatio-temporal structure of the modern geodynamic state of the environment over the active excavations, thus confirming the fact of the presence of deformation processes, both at the "microlevel", in the form of a decrease in the reservoir properties of rocks and at the "macrolevel" as one of the factors that induce the "subsidence" of the earth's surface.