



УДК 622.276.1/4.553.982.04(476.2)

ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ В НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА НА КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

THE INFLUENCE OF THE CHANGE IN THE STRESS-STRAIN STATE OF THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT IN THE OIL DEPOSITS OF THE PRIPYAT TROUGH ON THE COEFFICIENT OF OIL DISPLACEMENT BY WATER

Тишков Андрей Александрович

инженер-технолог службы модельных исследований,
магистр геол.-мин. наук,
Белорусский научно-исследовательский и
проектный институт нефти
a.tishkov1@beloil.by

Tishkov Andrei Alexandrovich

Production Engineer of the Model study
service, Master of geological-mineralogical
sciences,
Belarusian Scientific-Research
and Design Institute of Oil
a.tishkov1@beloil.by

Аннотация. В работе рассматривается связь деформационных процессов, проявляющихся при снижении пластового давления в залежах нефти Припятского прогиба с коэффициентом вытеснения нефти водой. В основе исследований лежит анализ результатов динамических керновых исследований, проводимых институтом БелНИПИнефть в условиях снижения пластового давления в залежах нефти Припятского прогиба.

Annotation. The paper considers the relation of deformation processes developed when the reservoir pressure in the oil deposits of the Pripyat Trough decreases with the coefficient of oil displacement by water. The research is based on the analysis of the results of dynamic core studies conducted by Belarusian Research and Design Institute of Oil BelNIPIneft in conditions of the reservoir pressure decrease in the oil deposits of the Pripyat Trough.

Ключевые слова: керновый материал, коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, проницаемость, давление, фильтрация, коэффициент вытеснения.

Keywords: core material, the collector, fluid properties, permeability, pressure, filtration, displacement factor.

Напряженно-деформированное состояние пород-коллекторов в условиях их разработки определяется разностью величин горного (литостатического) и пластового (порового) давлений, т.е. эффективным давлением. Выработка запасов углеводородов, сопровождается падением пластового давления, при этом при неизменной нагрузке вышележащих пород эффективное давление увеличивается, что приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и, как следствие – снижению продуктивности скважин [1]. Такое представление поведения породы-коллектора под действием усиливающихся эффективных напряжений, наряду с желанием избежать разгазирования нефти лежит в основе распространенного мнения о необходимости максимально долго поддерживать высоким пластовое давление в залежи путем закачки в нее воды, порой даже отличной по составу и свойствам от собственно пластовой воды.

В 2015–2016 гг. в институте БелНИПИнефть проводились экспериментальные исследования в условиях максимально приближенным к пластовым по оценке влияния изменения коллекторских свойств пород на коэффициент вытеснения нефти водой.

Экспериментальные работы проводились на установке Autoflood-700 компании «Vinci Technologies SA (Франция). В качестве моделей пластовых флюидов использовались: дегазированная безводная устьевая проба нефти с исследуемого объекта, доведенная до вязкости пластовой нефти добавлением растворителя, пластовая вода из добывающих скважин исследуемого объекта. Исследования проводились на составных моделях пласта, представленных образцами кернового материала с известной длиной и площадью поперечного сечения. Диаметр образцов керна составлял 30 мм.

В таблице 1 указана характеристика керновых моделей пласта

Методика проведения исследований:

1. Компоновка кернового 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)



Таблица 1 – Характеристика керновых моделей пласта

Характеристика моделей керна	Месторождение, залежь								
	В-Дроздовское, D ₃ ln	В-Дроздовское, D ₃ sr	В-Дроздовское, D ₃ sm	В-Дроздовское, D ₃ vr	З-Александровское, D ₃ vr	З-Александровское, D ₃ ptr	Славяньское, D ₃ ptr-zd	Славяньское, D ₃ or	Котельниковское, D ₃ vr
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	7,0
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

Примечание: п-т* – порово-трещинная; т-п** – трещинно-поровая; п-к-т*** – порово-кавернозно-трещинная; п-к**** – порово-кавернозная

5. Прокачка воды с начальной скоростью фильтрации через нефтенасыщенную с остаточной водонасыщенностью 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 (рис. 1, 2).

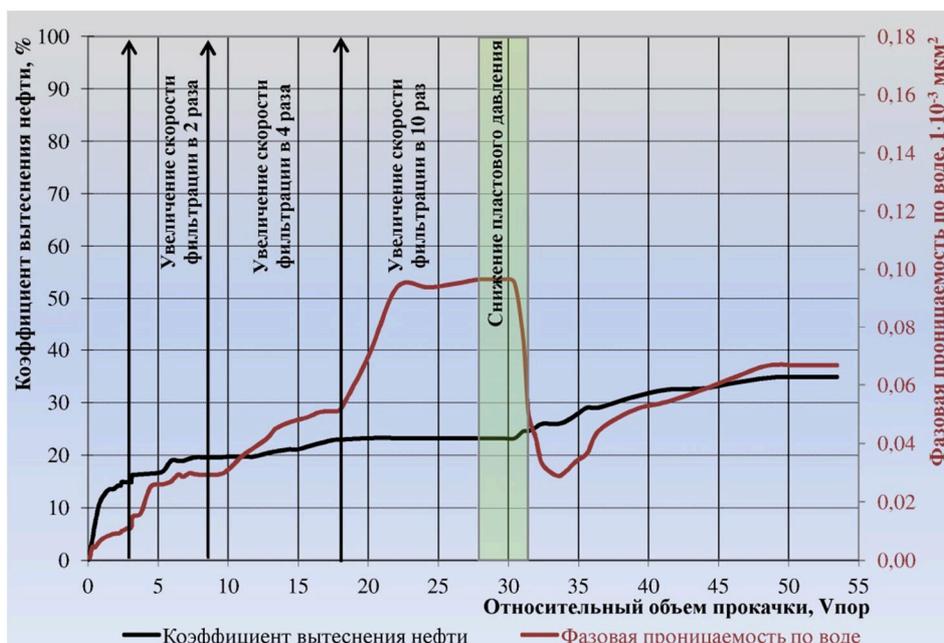


Рисунок 1 – Динамика коэффициента вытеснения нефти и фазовой проницаемости по воде при вытеснении нефти водой на примере Славяньского месторождения, внутрисолевой (D₃or) залежи

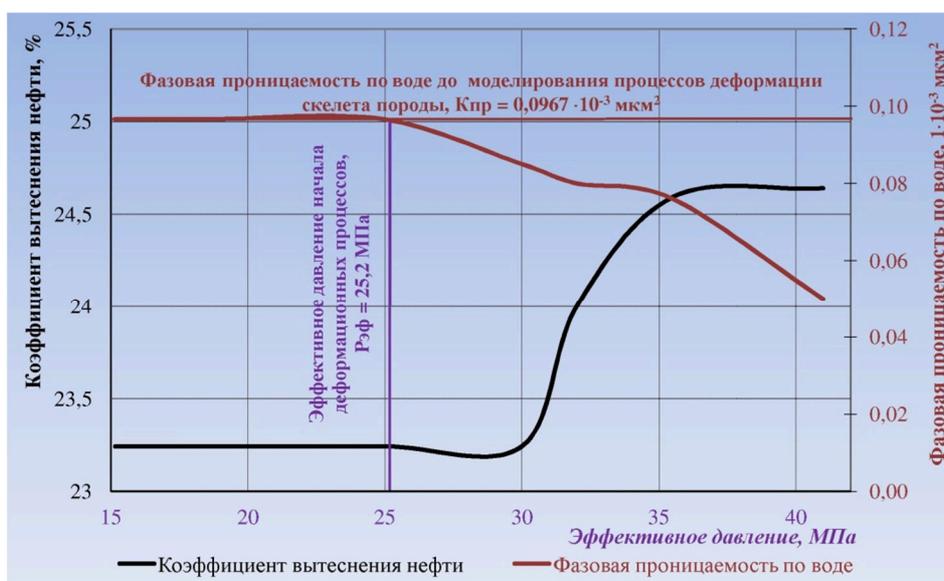


Рисунок 2 – Динамика коэффициента вытеснения нефти и фазовой проницаемости по воде на этапе снижения пластового давления в зависимости от эффективного давления (на примере Славянского месторождения, внутрисолевой (D3or) залежи)

Опуская детали каждого из экспериментов (всего 9 опытов), 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, D3ln	60,83	3,56	9,65	1,151	нет данных	-18,5
В-Дроздовское, D3sr	64,58	6,9	9,65	1,151	нет данных	-7,3
В-Дроздовское, D3sm	54,07	2,97	17,366	1,151	-8,3	-0,7
В-Дроздовское, D3vr	55,23	4,65	17,366	1,151	-6,1	+6,7
З-Александровское, D3vr	54,71	3,3	0,562	0,601	нет данных	+1,5
З-Александровское, D3ptr	53,9	1,7	0,714	0,681	-9,6	+4,1
Славянское, D3ptr-zd	42,7	3,37	2,155	0,583	-11,9	-10,1
Славянское, D3or	23,24	11,62	217,25	1,07	нет данных	-36,9
Котельниковское, D3vr	62,28	4,87	18,1	1,402	нет данных	-44,6

Результаты лабораторных экспериментов (табл. 2) показали наличие приростов коэффициента вытеснения нефти водой по всем исследуемым объектам. Совмещенный анализ фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой при снижении пластового давления показал, что приросты коэффициента вытеснения нефти всегда отмечаются после снижения фазовых проницаемостей по воде. Это говорит о том, что процесс деформации предшествует увеличению нефтеотдачи и непосредственно влияет на нее. Очевидно, что в результате действия деформационных процессов, происходит уменьшение порового объема, смыкание микро и макротрещин. Наряду с этим происходит объемное расширение нефти, способствующее вовлечению ее в процесс фильтрации из зон нестационарной пористости [2]. Совместно с данным механизмом вытеснения нефти, смыкание микро и макротрещин, уменьшение объема пор, а также возможное образование новых микро и макротрещин способствует перераспределению фильтрационных потоков, таким образом, изменяя охват воздействия вытесняющего агента [3]. Помимо этого, в процессе падения пластового давления снижается вязкость нефти (при условии, что пластовое давление не ниже давления насыщения нефти), что также положительно отражается на коэффициенте вытеснения.



Полученные величины приростов коэффициента вытеснения нефти за счет снижения пластового давления по итогам проведенных 10-и экспериментов составили 0,58–11,62 %.

Оценивая данные результаты относительно структуры емкостного пространства представленных ядерных моделей, необходимо отметить, что минимальный прирост (0,58 %) характерен для порового типа пород-коллекторов, что очевидно связано с их меньшей сжимаемостью по сравнению с коллекторами с развитой вторичной емкостью.

При оценке результатов для пород-коллекторов с вторичной емкостью, удалось установить по ядерным моделям с порово-трещинным типом емкостного пространства зависимость прироста коэффициента вытеснения нефти от свойств пластовых флюидов, в частности вязкостного соотношения нефть/вода (рис. 3).

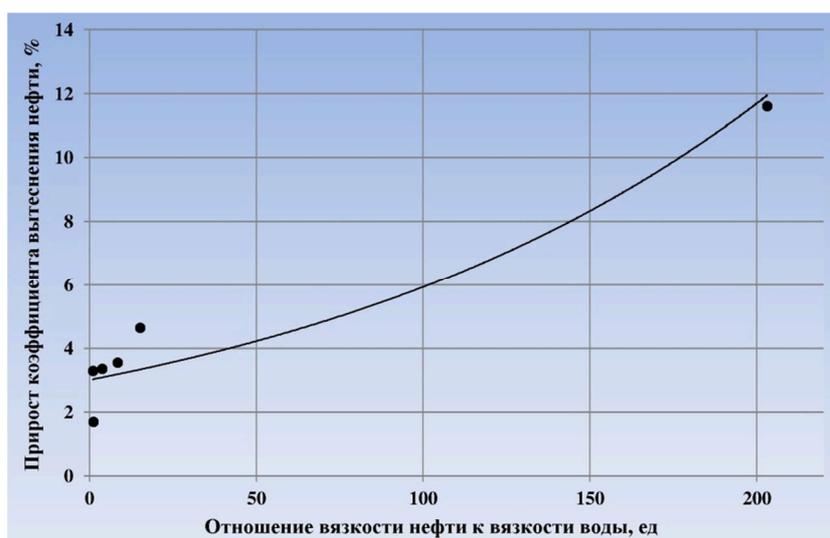


Рисунок 3 – Зависимость прироста коэффициента вытеснения нефти водой от отношения вязкости нефти к вязкости воды по ядерным моделям порово-трещинного типа

Из рисунка 3 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 (рис. 4) и с другой стороны – чем выше вязкость нефти, тем при прочих равных условиях ниже коэффициент вытеснения (по внутрисолевой (D3or) залежи Славянского месторождения коэффициент вытеснения нефти до этапа снижения пластового давления составил всего 23,24 %) (рис. 5), соответственно в породе остается большой объем остаточной нефти, который можно извлечь на стадии снижения пластового давления.

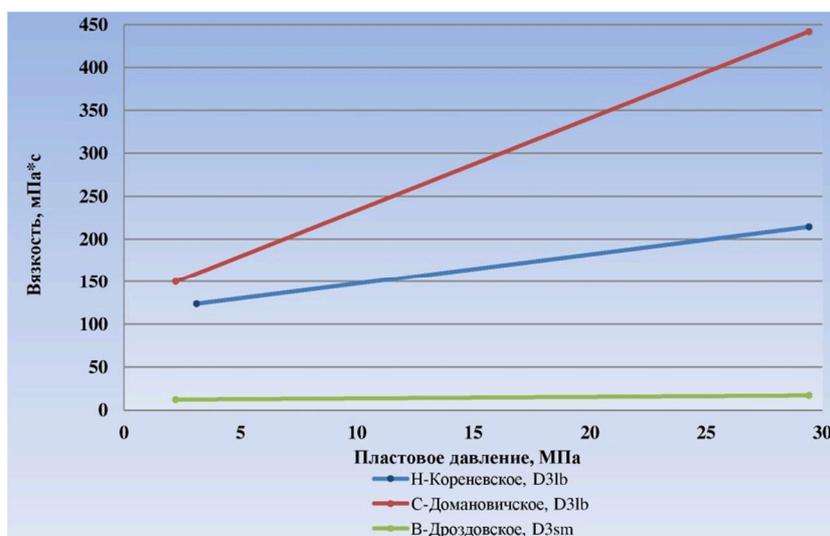


Рисунок 4 – Примеры зависимостей вязкости нефти некоторых месторождений Припятского прогиба от пластового давления (по материалам БелНИПИнефть)

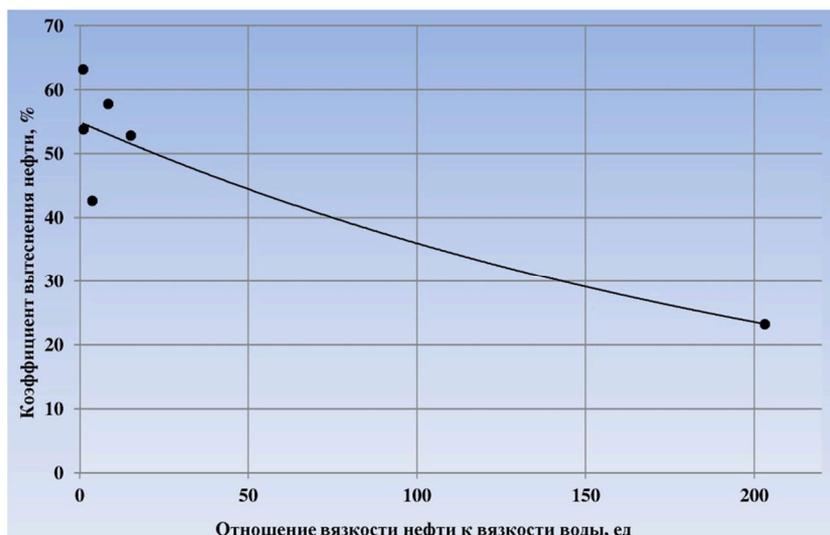


Рисунок 5 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от отношения вязкости нефти к вязкости воды по ядерным моделям порово-трещинного типа

Таким образом, обобщая полученные результаты экспериментальных испытаний, необходимо отметить, что нельзя рассматривать проявление деформационных процессов в залежах нефти лишь с негативной стороны, более того, действие деформационных процессов можно эффективно использовать на последних стадиях разработки сложностроенных коллекторов Припятского прогиба в качестве геолого-гидродинамического метода повышения нефтеотдачи пластов.

Литература:

1. Изменение фильтрационных характеристик коллекторов нефти в процессе разработки / А.И. Белоножко и др. // Літасфера. – 2014. – № 1(40). – С. 72–77.
2. Тишков А.А. Геологическая эффективность оценки изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов нефти в процессе разработки на примере Восточно-Дроздовского месторождения // Літасфера. – 2016. – № 1(44). – С. 106–113.
3. Тишков А.А., Абрамович О.К. Проявление деформационных процессов при снижении пластового давления в залежах нефти Припятского прогиба // Літасфера. – 2017. – № 1(46). – С. 135–142.

References:

1. Variability of reservoir quality (permeability and porosity) during oilfield development / A. I. Belonozhko, etc. // Lithosphere. – 2014. – № 1(40). – P. 72–77.
2. Tishkov A.A. Geological efficiency of evaluation of change of reservoir properties of oil collectors under development illustrated by the East Drozdy field // Lithosphere. – 2016. – № 1(44). – P. 106–113.
3. Tishkov A.A., Abramovich O.K. The manifestation of deformation processes at lower reservoir pressure in the oil deposits of the Pripyat trough // Lithosphere. – 2017. – № 1(46). – P. 135–142.