

УДК 06

П78



Международная конференция

Проблемы комплексного

OIL AND BITUMENS

Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка). Т. 2.



НЕФТЬ И БИТУМЫ

VOLUME II TOM

KAZAN 1994 КАЗАНЬ

УДК 06
1748

НАУЧНЫЙ
ФОНД

International conference

**PROBLEMS OF COMPLEX DEVELOPMENT AND
PRODUCTION OF HARD-ACCESSIBLE OILS
AND NATURAL BITUMENS
(PRODUCTION AND REFINING)**

PROCEEDINGS

October 4-8, 1994, Kazan

Volume 2

Международная конференция

**ПРОБЛЕМЫ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ
И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ
(ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА)**

СБОРНИК ТРУДОВ

4-8 октября 1994 г., Казань

Том 2

Научная библиотека ГАНГ
782 991
им. акад. Н. И. Губкина

ИТАЛЕНТИ
ЗАД

TECHNICAL SESSION 1

EXTRACTION OF HARD-ACCESSIBLE OILS (DEPLETED AND WATER FLOODED FORMATIONS, HEAVY OILS, LOW, CLAY RESERVOIRS)

continuation

1 СЕКЦИЯ

ДОБЫЧА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ (ИСТОЩЕННЫЕ И ОБВОДНЕННЫЕ ПЛАСТЫ, ТЯЖЕЛЫЕ НЕФТИ; НМЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ, КАРБОНАТНЫЕ И ГЛИНИСТЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ)

продолжение

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПЛАСТОВ

А.А. Ситников, Н.А. Еремин*, Р.Р. Ибатуллин**

Государственная Академия Нефти и Газа, Москва

*Институт Проблем Нефти и Газа Российской Академии Наук, Москва

**ТАТНЕФТЬ, ТатНИПИнефть, Бугульма, Татарстан, Россия

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время микробиологический метод увеличения нефтеотдачи (МБ МУН) являются одними из наиболее новых и перспективных. Эти методы предполагают использование продуктов жизнедеятельности микроорганизмов (метаболитов) для вытеснения нефти. При этом довытеснение нефти из пласта осуществляется теми же механизмами, что и в физико-химических и газовых методах. Преимущества МБ МУН следующие [1]:

1. Низкая себестоимость;
2. Комбинированное воздействие на пласт;
3. Факторы, способствующие нефтевытеснению, производятся непосредственно в пласте на границе нефть-вытесняющий флюид.

Возможность использования МБ МУН отмечена многими исследователями и подтверждена многими успешными экспериментами и промышленными испытаниями [1]. Таким образом, использование МБ МУН признано на сегодняшний день успешным [1]. Критерии применимости МБ методов воздействия на

пласт приведены в Таблице 1. С помощью этой таблицы мы можем определить целесообразность использования МБ МУН для конкретной залежи [4].

Анализ последних работ по проблемам применения МБ МУН позволил выделить группы метаболитов (по типу воздействия на пласт), активно влияющих на процесс нефтевытеснения [1, 3]:

- Кислоты (уксусная, пропионовая, масляная, и др.): изменяют коллекторские свойства пород; увеличивают пористость и проницаемость; реагируют с кальцитами с выделением CO_2 ;

- Газы (CO , CO_2 , CH_4 , C_3H_8 , H_2S , H_2 , N_2 и др.): приводят к локальному восстановлению пластового давления, разбуханию и снижению вязкости нефти, увеличению проницаемости коллектора (вследствие растворения карбонатных пород под воздействием CO_2).

- БиоПАВ (анионные липосахариды и др.): приводят к снижению вязкости нефти и межфазного натяжения на границе нефть - вытесняющий флюид, эмульгированию и деэмульгированию нефти.

- Биомасса: приводит к избирательному и неизбирательному закупориванию, эмульгированию и деэмульгированию нефти (вследствие различной адгезии к углеводородам), изменению смачиваемости пород;
- Биополимеры (ксантан, склероглюкан, полисахариды, и др.): контроль подвижности пластовых жидкостей, избирательное и неизбирательное закупоривание.

Зачастую сам механизм МБ воздействия на пласт является многоступенчатым, и метаболиты одного вида бактерий являются субстратами другого.

В настоящее время широко применяются два способа мелассного заводнения пластов. Это закачка бактерий с последующей их циклической подпиткой и однократная закачка бактерий с расчетным количеством раствора мелассы.

Как показывает анализ, в процессе промышленных испытаний закачка раствора мелассы и микроорганизмов проводилась различными способами. В то же время сам процесс МБ воздействия остается слабо изученным из-за сложности и взаимосвязанности происходящих в пласте взаимодействий. Поэтому необходимо создание математической модели для более полного изучения пластовых взаимодействий и возможности предсказания технологических параметров процесса МБ МУН для его индустриального использования.

Из изученных математических моделей пластов следует выделить работы [6, 7, 8]. Нами была разработана математическая модель мелассного заводнения пласта. За основу была взята традиционная модель Раппорта - Лиса, в балансовые уравнения которой были добавлены эле-

менты, отвечающие за МБ активность. Из-за сложности в определении ряда физико-химических и биологических величин модель была упрощена и адаптирована для Ромашкинского месторождения (Россия, Татарстан). В качестве первого приближения в модели были рассмотрены только CO_2 и БиоПАВ, проецируемые в пласте микроорганизмами, так как изменение их концентраций наиболее сильно влияет на процессы нефтевытеснения. При увеличении их концентраций уменьшаются вязкость нефти и угол смачивания породы водой, увеличиваются коэффициенты нефтеотдачи и межфазного натяжения на границе нефть - вытесняющий флюид. Предполагалось, что продуцируемые CO_2 и БиоПАВ полностью растворены в водной фазе. Подтверждением наших результатов служит их удовлетворительное совпадение с результатами других ученых и исследователей.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Трещиновато-пористый коллектор рассмотрим как набор перовых блоков с трещинами между ними. Пусть все жидкости и порода коллектора несжимаемы, все жидкости - Ньютоновские. Тогда изменение водонасыщенности в каждом блоке описывается уравнением [9]:

$$m_{bl} \frac{ds}{dt} - \varphi(t - \tau_i) = 0. \quad (1)$$

Для определения скорости капиллярного впитывания воспользуемся полуэкспериментальным законом [10]:

$$\varphi(t - \tau_i) = \frac{\alpha \exp(-\beta(t - \tau_i))}{\sqrt{\beta(t - \tau_i)}}. \quad (2)$$

в котором

$$\beta = \frac{36\sigma\cos\theta}{t^2\mu_{oil}} \sqrt{\frac{k_{bl}}{m_{bl}}} \quad (3)$$

А коэффициент α может быть найден из баланса масс:

$$\alpha = m_{bl} t^3 \frac{\eta \cdot S_{oil}^0 \beta}{\sqrt{\pi}} \quad (4)$$

Пусть вода закачивается в пласт с заданным расходом $q(t)$. К моменту t вода пройдет по трещинам и охватит пропиткой некоторое количество блоков. Тогда из баланса масс получим для случая прямолинейно-параллельной фильтрации уравнение:

$$q(t) = \frac{bh}{l^3} \int_0^t \varphi(t-t) n_f(\tau) d\tau \quad (5)$$

А для случая плоско-радиальной фильтрации уравнение:

$$q(t) = \frac{bh}{l^3} \int_0^t \varphi(t-t) n_f(\tau) d\tau \quad (6)$$

Предположим, что микроорганизмы находятся в водной фазе во взвешенном состоянии, могут свободно перемещаться по порам и трещинам пласта (т.е. размеры бактерий много меньше размеров пор) и полностью приспособлены к развитию в пластовых условиях. Тогда в качестве модели развития в пласте микроорганизмов можно взять уравнение [8]:

$$\frac{dN}{dt} = nN(1 - N/N_{max}) \quad (7)$$

Решением этого уравнения (с начальными данными $N(t=0)=N_0$) будет:

$$N(t) = \frac{N_0 \exp(nt)}{1 - N_0/N_{max}(1 - \exp(nt))} \quad (8)$$

Связывая потребление мелассы с ростом биомассы и продуцированием CO_2 и БиопАВ, из баланса масс получим уравнения:

$$M_{mol} = M_0 + \frac{N_{max} - N_0}{m} M(t) \quad (9)$$

$$M_c = -\frac{N_{max} - N_0}{m_c} M(t) \quad (10)$$

$$M_s = -\frac{N_{max} - N_0}{m_s} M(t) \quad (11)$$

в которых:

$$M(t) = \frac{1 - \exp(nt)}{N_0/N_{max} - (1 - \exp(nt))} \quad (12)$$

На Рис. 1, 2 показаны кривые характеризующие уравнения (10) и (11) соответственно.

Бактерии съедят всю мелассу за время:

$$T = \frac{1}{n} \ln \left(1 + \frac{M_0 m N_{max}}{N_0 (N_{max} - N_0 - M_0 m)} \right) \quad (13)$$

Предполагая, что все метаболиты растворены в водной фазе, и не учитывая диффузные перетечи, мы можем получить зависимости концентраций метаболитов от времени (10), (11). Комбинируя эти зависимости с экспериментальными данными (зависимостями гидродинамических параметров от концентраций соответствующих метаболитов), получим зависимости гидродинамических величин от времени:

$$\mu_{oil} = \mu_{oil}(t) \quad (14)$$

$$\sigma = \sigma(t) \quad (15)$$

$$\eta_* = \eta_*(t) \quad (16)$$

$$\theta = \theta(t) \quad (17)$$

Рис. 3 - б демонстрируют кривые, характеризующие уравнения (14) - (17).

Таким образом, мы имеем интегральное уравнение Вольтерра-

Гаммерштейна (5) (или уравнение (6)) с неизвестной функцией $v_f(\tau)$ (или $v_{fs}(\tau)$), которое может быть решено только численно [11]. Начальное условие:

$$v_f(0) = \frac{q(0)}{bhm_{bl}} \quad (18)$$

ТАБЛИЦА.

Параметр	Значение	Единица измерения
q(t)	0.06944	m ³ /с
m _{bl}	20	%
k	0.2	mkm ²
S ⁰ _{oil}	60	%
h	5	m
l	10	m
b	300	m
n	0.1612	-
m	16.648	-
m _c	36.065	-
m _s	69.958	-

ВЫЧИСЛЕНИЯ

Интегральное уравнение (5) (или (6)) было преобразовано для устранения сингулярной особенности ядра [12], после чего решено численно с помощью квадратурной формулы Симпсона. Значения ядра уравнения вычислялись по формуле Симпсона для численного интегрирования функций [13].

Вычисления проводились на ПЭВМ IBM AT386 DX с заданной точностью. Результаты вычислений, приведенные в данной работе, получены для экспериментальных данных по Ромашкинскому месторождению (Россия, Татарстан).

Для расчетов использовались следующие данные:

В трещиновато - пористый пласт закачивался 6%-ный раствор мелассы с бактериями Clostridium. Закачка проводилась 4 суток с постоянным расходом, затем 6 суток в пласт закачивалась вода. После закачек скважина была остановлена на 20 суток. Остальные данные приведены в таблице:

Расчетное время МБ воздействия ≈ 100 часов. Зависимости концентраций метаболитов от времени приведены на Рис. 1, 2. Динамика снижения вязкости нефти от ≈ 40 до ≈ 25 мПа.с представлена на Рис. 3. Зависимость коэффициента межфаз-

ного натяжения от времени представлена на Рис. 4. Он снижается от ≈ 40 до ≈ 16 мН/м. Динамика роста коэффициента нефтеотдачи ≈ 16.4 до $\approx 18\%$ представлена на Рис. 5. Снижение угла смачивания породы водой во времени с $\approx 76^\circ$ по $\approx 12^\circ$ представлено на Рис. 6. На Рис. 7, 8 представлены соответственно зависимости охвата блоков пропиткой (скорости движения в трещинах) и скорости впитывания для случаев меласного и обычного заводнений от времени. С помощью этих рисунков можно видеть, что при меласном заводнении закачиваемый флюид охватывает пропиткой меньшее число блоков, чем при простом заводнении, т.е. большее количество флюида впитывается в перовые блоки, вытесняя больше нефти. На Рис. 9 представлена зависимость дополнительной добычи нефти от объема закачиваемой жидкости для рассматриваемых случаев обычного и меласного заводнения.

ВЫВОДЫ

Построена математическая модель меласного заводнения трещиновато-пористых пластов, позволяющая предсказывать результаты МБ воздействия на пласт и оценивать технологические параметры и коммерческую эффективность метода МБ МУН.

Полученная модель может быть использована для предсказания внутрипластовой сульфаторедукции при закачке воды с содержанием сульфатов. Развитие бактерий в пласте может быть связано с распределением температур в прискважинной зоне. В этом случае часть модели, отвечающая за развитие бактерий, может быть

скомбинирована с профилем распределения температур в пласте.

ЛИТЕРАТУРА

1. Розанова Е.П. и др., "Микробиологические методы повышения нефтеотдачи", Из серии: "Нефтепромышленное дело", №15(144), Москва, ВНИИОЭНГ, 1987.
2. Розанова Е.П., Кузнецов С.И., "Микрофлора нефтяных месторождений", Москва, Наука, 1974.
3. Юлбарисов Е.М., Халимов Е.М., "Биотехнология нефтеизвлечения неоднородных заводненных пластов", Нефтяное дело, № 5, 1986.
4. Еремин Н.А., Золотухин А.Б. и др., "Выбор методов увеличения нефтеотдачи", ГАНГ им. И.М. Губкина, Москва, 1992.
5. "Создание и широкое применение комплекса методов и технических средств для интенсификации разработки нефтяных пластов", Закл. отчет БашНИПИнефть, Уфа, 1985.
6. Xu Zhang, "A Mathematical Modeling Microbially Enhanced Oil Recovery", M.S. Thesis, University of Oklahoma, 1990.
7. Ентов В.М. (ред.), Отчет института Проблем Механики Российской Академии Наук, Москва, 1992-1993.
8. K. Venkata et al., "A Mathematical Model for Production of Biosurfactants by Pseudomonas Aereuginosa CFTR-6: Production of Bioass", J. of Chemical Technology and Biotechnology, (April 1991), vol. 51.

9. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М., "Теория нестационарной фильтрации жидкостей и газов", Москва, Недра, 1972.
10. Скворцов Е.В. "К одномерной математической модели вытеснения нефти из трещинно-поровой среды", Отчет Академии Наук СССР, "Механика жидкостей и газа", Май, Москва, 1967.
11. Верлань А.Ф., Сизиков В.С., "Интегральные уравнения", Киев, Наукова думка, 1986.
12. Керн Г., Кори Т., "Справочник по математике", Москва, Наука, 1969.
13. Демидович Б.П., Марен И.А., "Основы численной математики", Наука, Москва, 1966.

ОБОЗНАЧЕНИЯ.

m_{bl}	пористость блока
s	водонасыщенность
t	время
τ_i	момент начала пропитки i -го блока
$q(t)$	скорость закачки жидкости
$\varphi(t)$	скорость капиллярного впитывания
l	характерный линейный размер блока
k_{bl}	коэффициент проницаемости блока
σ	коэффициент поверхностного натяжения
θ	угол смачивания породы водой
μ_{oil}	вязкость нефти
η_*	коэффициент нефтеотдачи
S_{oil}^0	начальная нефтенасыщенность
h	толщина пласта
b	расстояние между скважинами в ряду
$v_f(\)$	скорость охвата блоков пропиткой
$v_{fs}(\)$	площадная скорость охвата блоков пропиткой
N	концентрация биомассы
n	средняя скорость роста биомассы
M_{mol}	концентрация мелассы
M_s	концентрация БиоПАВ
M_c	концентрация СО
m_c	коэффициент продуцирования СО
m_s	коэффициент продуцирования БиоПАВ
m	коэффициент продуцирования потребления мелассы
T	время, за которое вся меласса будет съедена

Таблица 1. Критерии применимости МБ методов воздействия на пласт.

Параметры	БиоПАВ	Ксантан	Склероглокан	Полисахариды	Биомасса	Меласса
Тип породы	тер. ¹ & карб. ²	тер.	тер.	тер.	тер.	тер. & карб.
Тип коллектора	пор. ³	пор. & fr. ⁴	пор.	пор.	пор.	пор. & фр.
Проницаемость, мкм ²	0.1 - 5.0	0.05 - 5.0	0.1 - 5.0	0.1 - 5.0	0.1 - 5.0	0.1 - 5.0
Пористость, %	17 - 40	17 - 40	17 - 40	17 - 40	17 - 40	10 - 40
Нефтенасыщенность, %	70 - 100	70 - 100	70 - 100	70 - 100	70 - 100	40 - 100
Толщина пласта, м	нет данных	нет данных	3 - 20	3 - 20	нет данных	3 - 100
Толщина нефтенасыщенной зоны, м	нет данных	нет данных	0 - 0.05	0 - 0.05	нет данных	0 - 0.05
Толщина охваченной породы, м	> 3	> 3	н. п. ⁵	н. п.	> 3	н. п.
Давление, МПа	нет данных	нет данных	1 - 20	1 - 20	нет данных	0 - 15
Температура, °С	10 - 90	10 - 150	0 - 150	0 - 150	10 - 40	20 - 60
Угол падения, Град.	н. п.	н. п.	0 - 5	0 - 5	н. п.	0 - 10
Глубина, км	0.3 - 1.5	0.3 - 1.5	0.3 - 1.5	0.3 - 1.5	0.3 - 2.0	0.3 - 1.5
Массовая плотность нефти, кг/м ³	650 - 859	650 - 850	650 - 850	650 - 850	н. п.	650 - 900
Вязкость нефти, мПа·с.	0.4 - 60	0.4 - 25	0.4 - 25	0.4 - 25	0.01 - 20	0.1 - 60
Соленость, г/л	0 - 300	0 - 150	0 - 350	0 - 350	0 - 20	0 - 100
pH	6 - 7.5	6 - 7.5	6 - 7.5	6 - 7.5	6.5 - 7.5	6 - 8
Жесткость воды, г/л	0 - 10	0 - 10	0 - 150	0 - 300	0 - 5	0 - 20
Содержание парафина, %	нет данных	нет данных	0 - 30	0 - 30	нет данных	0 - 30
Содержание асфальтенов, %	нет данных	нет данных	0 - 15	0 - 15	нет данных	0 - 15
Содержание смол, %	нет данных	нет данных	0 - 40	0 - 40	нет данных	0 - 40
Карбонатность, %	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0 - 5	0 - 10

¹ поровый ⁵ неважный параметр

² трещинный

³ поровый

⁴ трещинный

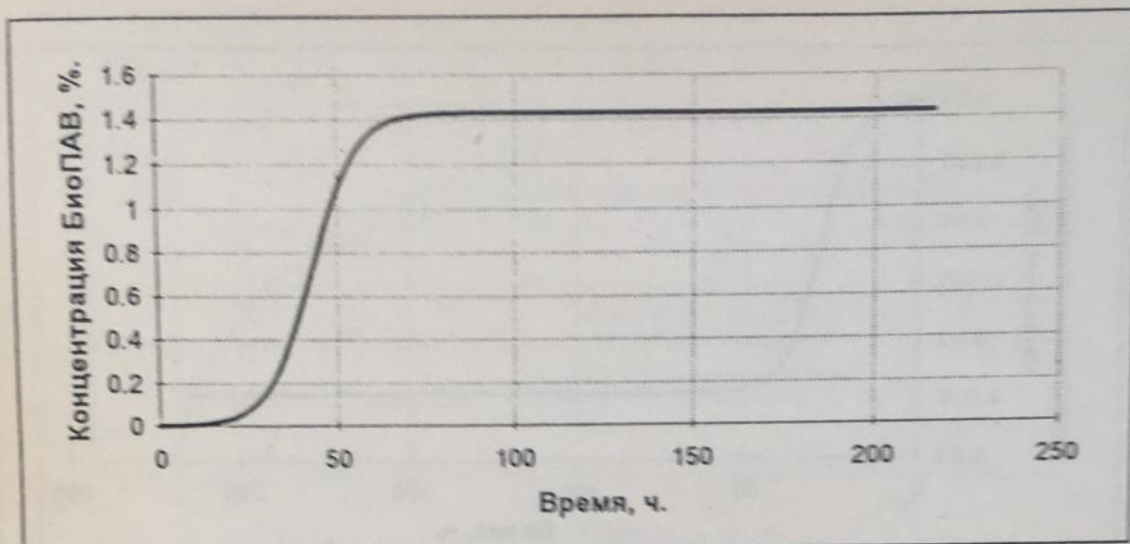


Рис. 1. Зависимость концентрации БиоПАВ от времени.

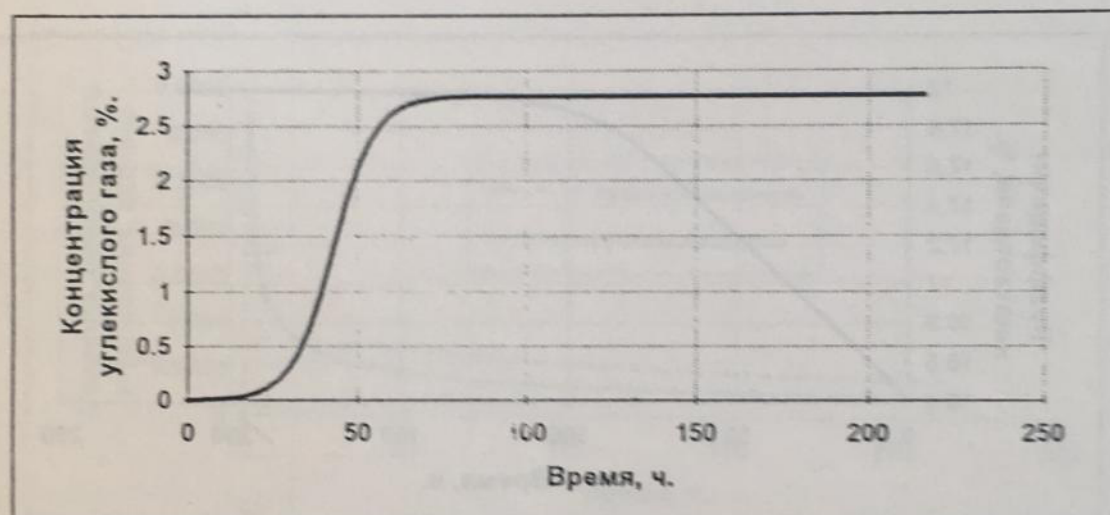


Рис. 2. Зависимость концентрации CO_2 от времени.

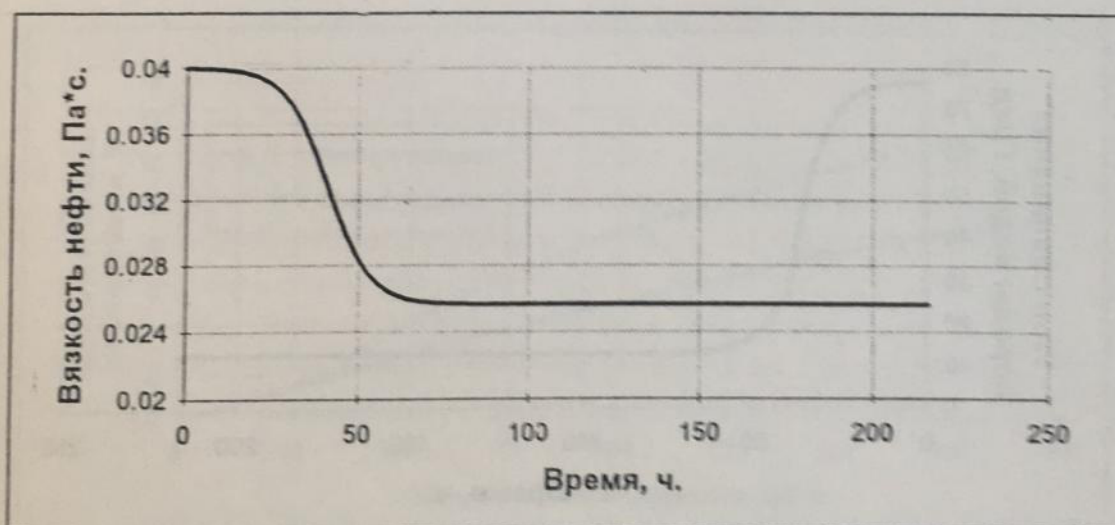


Рис. 3. Зависимость вязкости нефти от времени.

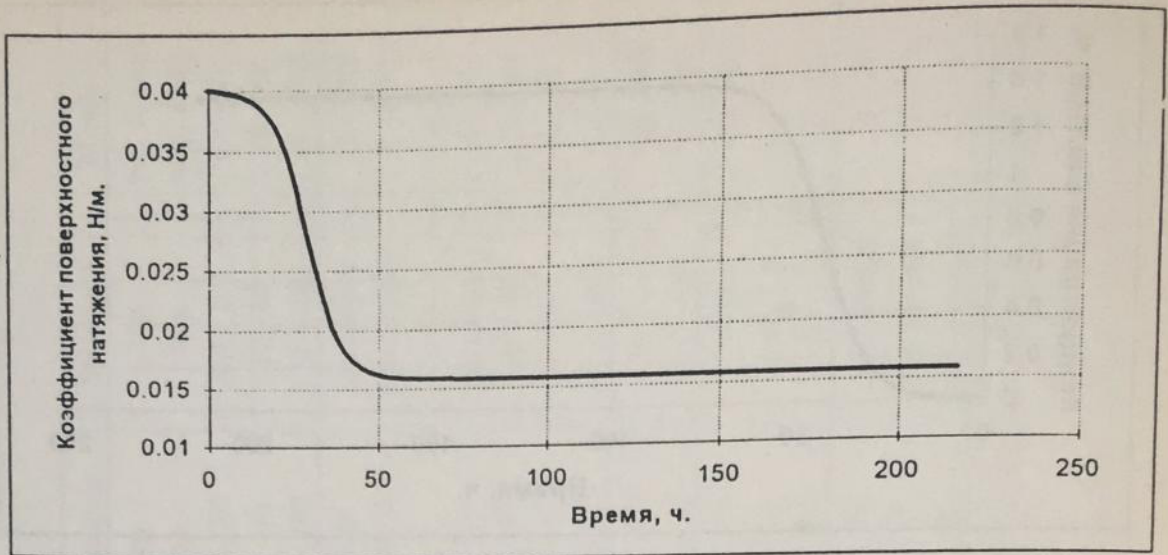


Рис. 4. Зависимость коэффициента поверхностного натяжения от времени.

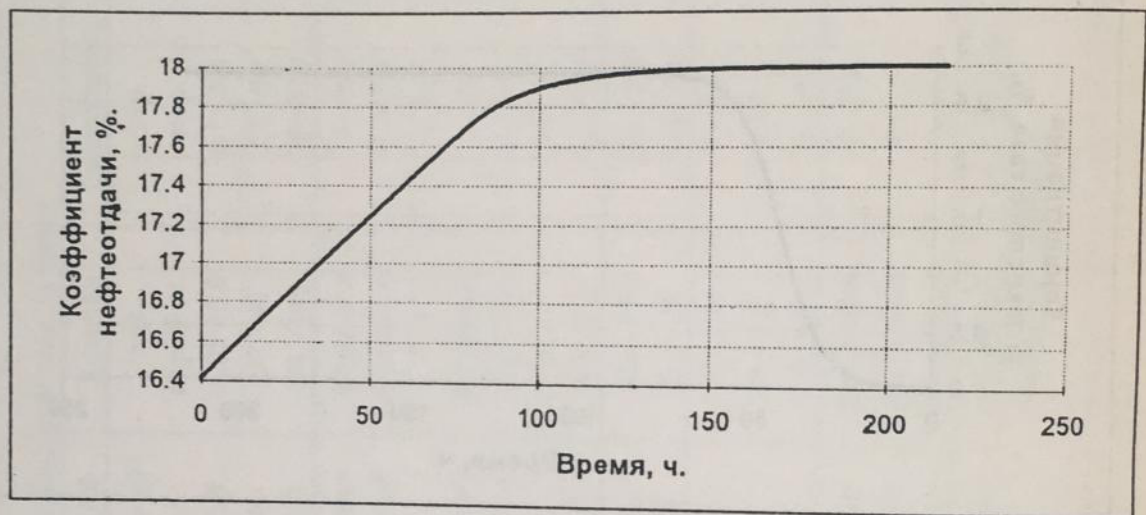


Рис. 5. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от времени.

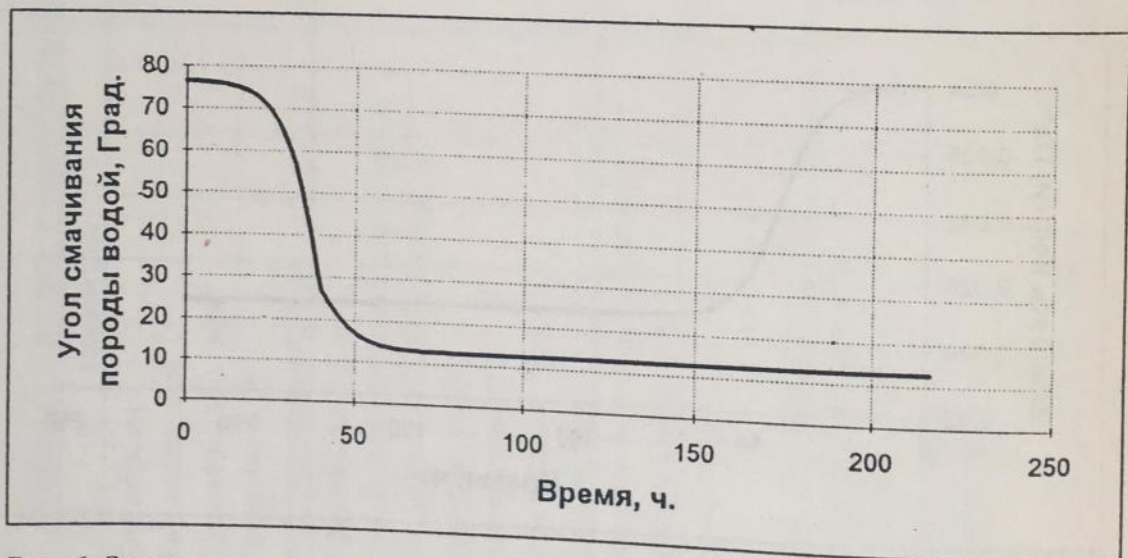


Рис. 6. Зависимость угла смачивания породы водой от времени.

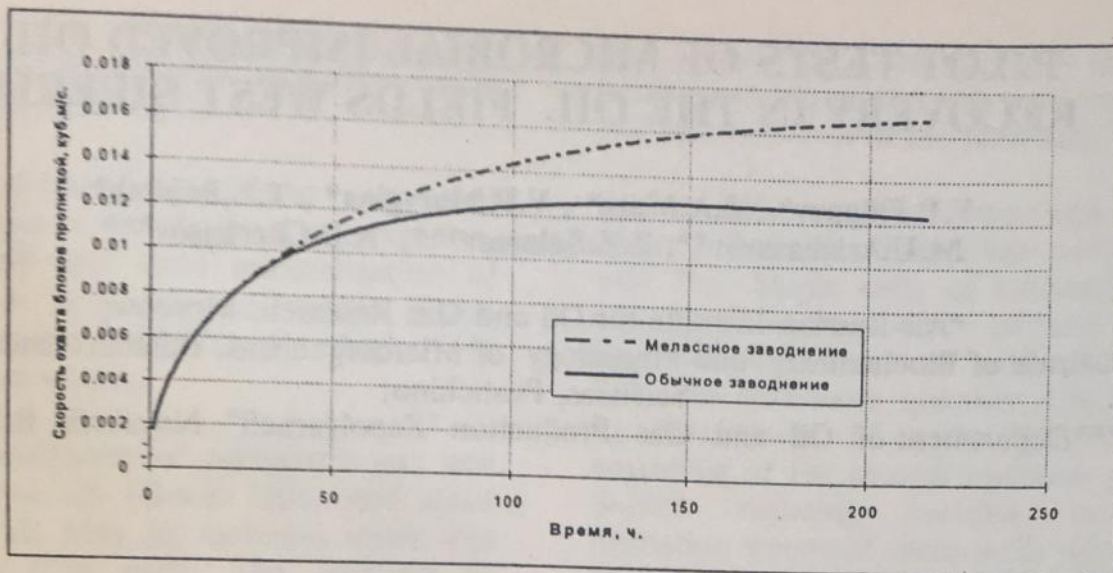


Рис. 7. Зависимость скорости охвата блоков пропиткой от времени.

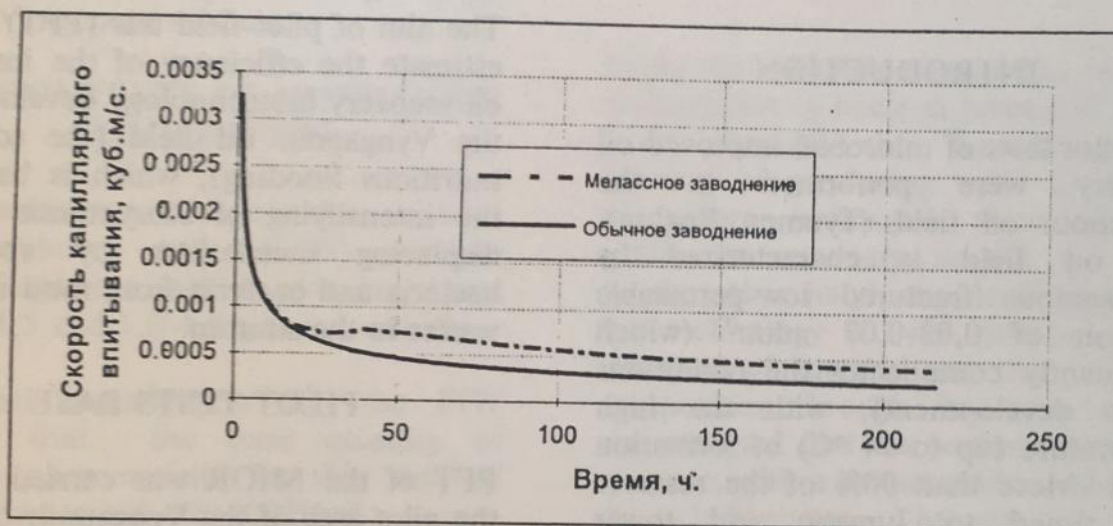


Рис. 8. Зависимость скорости капиллярного впитывания от времени.



Рис. 9. Зависимость дополнительной нефтедобычи от объема закачанной жидкости.

PR-64	THE AREAL AND CROSS SECTION OIL PROPERTIES CHANGING INVESTIGATION FOR THE OIL RECOVERY PROCESS CONTROL IN "WHITE TIGER" OIL FIELD I.F.Glumov, R.R.Ibatullin, G.V.Romanov, C.L.Dong, G.G.Vakhitov, K.D.Tien.....	663
PR-65	THE STUDY OF SURFACE ACTIVITY OF RESIDUAL OILS T.A. Sagachenko, N.N. Gerasimova, E.Yu. Kovalenko.....	670
PR-69	A MATHEMATICAL MODEL OF MICROBIAL ENHANCED OIL RECOVERY (MEOR) METHOD FOR MIXED TYPE OF ROCK A.A.Sitnikov, R.R.Ibatullin, N.A.Eremin.....	677
PR-73	PILOT TESTS OF MICROBIAL IMPROVED OIL RECOVERY IN THE OIL FIELDS WEST SIBERIA V.P.Filippov, A.A.Matz, V.P.Murygina, T.L.Babich, M.U.Arinbasarov, A.B.Cherkasov, Z.Z.Salyamov.....	697
	CONTENTS	711

СД-16	ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ВОРОБЬЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Л.А.Ильченко, В.К.Артюхович.....	612
СД-19	СОСТАВЫ НА ОСНОВЕ ПИРОЛИЗНОЙ СМОЛЫ ДЛЯ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ Р.З.Магарил, Т.Н.Некозырева, Н.Л.Шешуков.....	623
СД-20	АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ОПЫТНЫХ УЧАСТКОВ ПОСЛЕ ВЛАЖНОГО ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ (ВВГ) М.М.Мусин, Р.Н.Дияшев, Р.Т.Фазлыев, А.Т.Панарин, Р.Х.Ахметзянов, Р.М.Миннулин.....	627
СД-62	КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ СТИМУЛЯЦИИ РАБОТЫ СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ Г.А.Орлов, М.Х.Мусабилов, Р.Г.Галеев.....	638
СД-63	ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РЕОЛОГО-ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОНЦЕНТРИРОВАННЫХ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ Г.А.Орлов, М.Х.Мусабилов.....	649
СД-64	ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ "БЕЛЫЙ ТИГР" ПО РАЗРЕЗУ И ПРОСТИРАНИЮ С ЦЕЛЮ КОНТРОЛЯ ЗА ПРОЦЕССОМ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ И.Ф.Глумов, Р.Р.Ибатуллин, Г.В.Романов, Ч.Л.Донг, Г.Г.Вахитов, Х.Д.Тьен, Н.А.Рошенткаева.....	663
СД-65	ИЗУЧЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОЙ АКТИВНОСТИ ОСТАТОЧНЫХ НЕФТЕЙ Т.А.Сагаченко, Н.Н.Герасимова, Е.Ю.Коваленко.....	670
СД-69	МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПЛАСТОВ А.А.Ситников, Н.А.Еремин, Р.Р.Ибатуллин.....	677
СД-73	ПИЛОТНЫЕ ИСПЫТАНИЯ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ В.П.Филиппов, А.А.Мац, В.П.Мурыгина, Т.Л.Бабич, М.У.Аринбасаров, А.Б.Черкасов, З.З.Салямков.....	697 711
	ОГЛАВЛЕНИЕ.....	

Проблемы комплексного освоения
трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов
(добыча и переработка)

Сборник трудов из 6 томов

II том