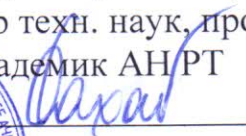


Открытое акционерное общество "Татнефть" имени В.Д.Шашина
(ОАО "ТАТНЕФТЬ")
ТАТАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ
(институт "ТатНИПИнефть")

УТВЕРЖДАЮ

Директор института "ТатНИПИнефть",
д-р техн. наук, профессор,
академик АН РТ



 Р.Р.Ибатуллин

2014 г.

ОТЧЕТ

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ, НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ И
ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОМПОЗИЦИИ НА ОСНОВЕ
РЕАГЕНТА АЦМ НА ЕСТЕСТВЕННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КЕРНАХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «СН-МНГ»

по договору № 0750/12/94

Начальник отдела увеличения
нефтеотдачи пластов,
канд. техн. наук



М.И. Амерханов

Бугульма 2014

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель работы,
зав. лабораторией,
канд. техн. наук



А.Н. Береговой

Исполнители работы:

Мл. науч. сотр.

Инженер 1 кат.

Инженер 1 кат.

Техник 1 кат.



Р.Ш. Зиатдинова

В.Н. Лакомкин

О.И. Афанасьева

Н.А. Шишкина

Отчёт отпечатан в 1-х экз.

Разослан: 1 - в г. Казань, ООО «ТерраТехноСервис»



РЕФЕРАТ

Отчет 21 с., 3 табл., 6 рис..

АКТИВНАЯ ЦЕЛЛЮЛОЗНАЯ МУКА, МЕТОДИКА, ЛАБОРАТОРНОЕ ТЕСТИРОВАНИЕ, ЕСТЕСТВЕННЫЕ КЕРНЫ, ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ, ПАРАМЕТРЫ, СВОЙСТВА, КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ.

Объектом исследования является композиция для увеличения нефтеизвлечения на основе активной целлюлозной муки (АЦМ), предоставленная ООО «ТерраТехноСервис».

Цель работы – лабораторное тестирование композиции на основе АЦМ с целью оценки эффективности применения (возможности применения) в «потокоотклоняющих» технологиях увеличения нефтеизвлечения.

Основной метод исследования – лабораторные испытания, для проведения которых использовалась аппаратура аккредитованной в Федеральной службе по аккредитации лаборатории повышения нефтеотдачи заводнѐнных пластов отдела увеличения нефтеотдачи пластов института «ТатНИПИнефть». Аттестат аккредитации испытательной лаборатории (центра) № РОСС RU.0001.513906.

В процессе работы проводилось экспресс-тестирование основных фильтрационных параметров композиции по единой методике.



СОДЕРЖАНИЕ

С.

Введение	5
1 Параметры, определяемые при тестировании композиций реагентов для увеличения нефтеизвлечения	7
2 Оборудование, посуда и реагенты	10
2.1 Оборудование	10
2.2 Посуда	10
2.3 Используемые реагенты	11
3 Подготовительные работы	11
3.1 Подготовка нефти	11
3.2 Подготовка кернов	11
4 Проведение фильтрационных экспериментов	14
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	20

ВВЕДЕНИЕ

Существующие методы по определению коэффициента вытеснения нефти водой и фазовых проницаемостей предусматривают только приближенное гидродинамическое подобие натуры на естественных кернах. Но они не позволяют говорить о моделировании, так как совершенно неизвестно, как влияет фактор времени на свойства такой сложной многофазной и многокомпонентной системы, как нефтяной пласт, который существует миллионы лет, а мы пытаемся его создавать в течение нескольких часов или суток.

Положение ещё более усугубляется, когда мы пытаемся моделировать техногенное воздействие на нефтяной пласт. Поэтому следует говорить не о моделировании, а тестировании технологий воздействия на пласт, проводимом по строго одинаковому алгоритму для всех технологий для сопоставления их друг с другом, а также для различных физико-геологических условий объектов их предполагаемого внедрения.

Учитывая сказанное, разработанные нами основные требования к методике по лабораторному тестированию технологий увеличения нефтеизвлечения должны, по нашему мнению, заключаться в следующем:

- использование естественных кернов, нефти (желательно без добавки растворителей) и воды стратиграфических объектов реализации тестируемых технологий;
- проведение одного опыта на одном керне в течение одной рабочей смены (если этого не требуют условия реализации технологии) с учётом скоростей фильтрации в призабойной зоне;
- проведение не менее трёх опытов (кернов) для каждой тестируемой технологии или геолого-физических условий ее реализации;
- использование безразмерных результатов тестирования для устранения влияния уровня параметров керна;
- использование компьютеризированной лабораторной насосной установки (например, Core Laboratories, США), обеспечивающей подачу



фильтруемых жидкостей в режиме постоянной расхода или перепада давлений;

- определение не только фильтрационных, но и нефтевытесняющих свойств тестируемых технологий коэффициент вытеснения нефти ($K_{\text{выт.}}$).

Методика включает в себя следующие этапы:

- подготовка нефти;
- подготовка естественных кернов;
- последовательная фильтрация жидкостей и реагентов через керн;
- расчёт основных и дополнительных параметров эффективности тестируемых реагентов и определение конечного коэффициента вытеснения нефти из керна.

Методика применима для оценки эффективности использования реагентов и композиций, применяемых в технологиях увеличения нефтеизвлечения при воздействии через нагнетательные скважины.

Методика предусматривает решение следующих задач:

- оценка эффективности новых физико-химических технологий воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи пластов по комплексу параметров изложенных в разделе 1;
- сопоставление результатов такого тестирования с результатами тестирования других технологий перед проведением дорогостоящих опытно-промышленных работ (при оценке двух и более различных композиций (реагентов) сходных по механизму воздействия).



1 Параметры, определяемые при тестировании композиций реагентов для увеличения нефтеизвлечения

Методика по лабораторному тестированию фильтрационных и нефтевытесняющих свойств реагентов и композиций МУН на естественных кернах устанавливает порядок определения следующих показателей (параметров):

- фактор сопротивления (ФС);
- остаточный фактор сопротивления (ОФС);
- фактор набухания (ФН);
- фактор кольтматации (ФК);
- коэффициент водоизоляции (КВИ);
- конечный коэффициент вытеснения нефти из керна (Квыт).

Поскольку при лабораторном тестировании работу ведут с кернами разной проницаемости по газу (воздуху), в данной инструкции для сравнительной оценки используют безразмерные параметры эффективности в виде отношений перепадов давлений (P) (сопротивлений при фильтрации) на различных этапах последовательной фильтрации жидкости через керн при постоянной объёмной подаче ($1 \text{ см}^3/\text{мин}$) этих жидкостей. При этом перепад давления на каждом из шести этапов фильтрации определяют как среднее из 10 замеров.

Воздействие на пласт через нагнетательные скважины направлено на повышение его нефтеотдачи за счёт увеличения коэффициента охвата вытеснением. Последний параметр на поздних стадиях разработки растёт с увеличением фактора сопротивления и особенно остаточного фактора сопротивления.

Фактор сопротивления есть отношение коэффициента подвижности воды до воздействия к коэффициенту подвижности раствора композиции в пористой среде. Поскольку подвижность, как и проницаемость, по закону Дарси обратно пропорциональна перепаду давления при фильтрации, то при

постоянной скорости фильтрации жидкостей через керн фактор сопротивления равен отношению перепада давления при фильтрации композиции (P_p) к перепаду давления при фильтрации воды перед воздействием (P_v) по формуле (1):

$$\Phi C = P_p / P_v \quad (1)$$

Остаточный фактор сопротивления является отношением подвижности воды до воздействия к подвижности воды после воздействия композицией или перепаду давления при фильтрации воды (P'_v) после прокачки, исследуемой композиции, к перепаду давления до прокачки (P_v) по формуле (2):

$$O\Phi C = P'_v / P_v \quad (2)$$

$O\Phi C$ является основным параметром эффективности методов увеличения нефтеизвлечения (МУН) при тестировании методов воздействия на пласт через нагнетательные скважины для повышения охвата заводнением. Очевидно, чем больше $O\Phi C$ при минимальном содержании химпродукта в композиции, тем технологически и экономически эффективнее ее применение в промысловой практике.

По величине $O\Phi C$ можно определить коэффициент водоизоляции ($KВИ$) по формуле (3)

$$KВИ = (O\Phi C - 1) / O\Phi C \quad (3)$$

Дополнительными параметрами эффективности могут являться также другие безразмерные физически содержательные параметры. К ним относятся фактор набухания, определяемый по формуле (4)

$$\Phi H = P'_v / P_p, \quad (4)$$

показывающий степень увеличения фильтрационных сопротивлений при фильтрации воды после реагента по сравнению с таковыми при фильтрации раствора реагента, а также фактор кольматации, определяемый по формуле (5)

$$\Phi K = \downarrow P'_v / P_v, \quad (5)$$


показывающий глубинность воздействия (параметр справедлив при оценке осадко-гелеобразующих, полимерных композиций, суспензий и т.д.). Если этот параметр меньше или равен единице, то воздействие исследуемым реагентом или композицией ограничено входной частью керна, т.к. перепад давления после воздействия МУН при обратной фильтрации меньше или равен таковому при начальной фильтрации воды.

После суточного отстоя определяется оптическая плотность раствора нефти в растворителе (после прокачки через керн керосина) на электрофотокolorиметре типа КФК. Зная коэффициент светопоглощения ($K_{сн}$) исходной нефти, определяется объем остаточной нефти.

$$K_{сн} = \frac{D}{0,4343 \cdot l_{кюв} \cdot C_{ост.н}} = \frac{D \cdot V_p}{0,4343 \cdot l_{кюв} \cdot V_{ост.н}}, \quad (6)$$

где D – оптическая плотность раствора нефти в растворителе после суточного отстоя;

$l_{кюв}$ – длина кюветы, см;

$C_{ост.н}$ – концентрация остаточной нефти в растворителе, определяемая по формуле

$$C_{ост.н} = \frac{V_{ост.н}}{V_p}, \quad (7)$$

где $V_{ост.н}$ – объем остаточной нефти, см³;

V_p – объем растворителя, см³.

Объем остаточной нефти определяется по формуле (8)

$$V_{ост.н} = \frac{D \cdot V_p}{K_{сн} \cdot 0,4343 \cdot l_{кюв}} \quad (8)$$

В свою очередь, зная объем нефти при начальном нефтенасыщении керна и объем остаточной нефти, определяется конечный коэффициент вытеснения из керна ($K_{выт}$).

$$K_{выт} = \frac{V_{пор} - V_{св.в} - V_{ост.н}}{V_{пор} - V_{св.в}} \cdot 100\% \quad (9)$$

где $K_{выт}$ – конечный коэффициент вытеснения нефти, %;

$V_{пор}$ – объем пор керна, см³;

$V_{св.в}$ – объем остаточной («связанной») воды, см^3 ;

$V_{ост.н}$ – объем остаточной нефти, см^3 .

Определение объёма «связанной» воды и объёма пор керна осуществляется в соответствии с рекомендациями раздела 4.

2 Оборудование, посуда и реагенты

2.1 Оборудование

При проведении работ по тестированию используют следующее оборудование, посуду и реактивы.

- весы аналитические с точностью взвешивания 0,0002 г и наибольшим пределом взвешивания 100 г;
- секундомер механический 2 класса точности по ТУ 25-1894.003-90 «Секундомеры механические СОСпр, СОПпр»;
- вискозиметр типа ВПЖ-2;
- воздушный термостат с погрешностью не менее 0,1 °С;
- набор ареометров по ГОСТ 18481-81 «Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия»;
- центрифуга лабораторная, обеспечивающая скорость вращения ротора до 8000 оборотов в минуту;
- вакуумный насос;
- компьютеризированная лабораторная насосная установка (Core Laboratories, США), обеспечивающей подачу фильтруемых жидкостей в режиме постоянной расхода или перепада давлений;
- фотоэлектроколориметр типа КФК.

2.2 Посуда

- бюретки 2 класса точности вместимостью 50; 100 см^3 по ГОСТ 29251-91 (ИСО 385-1-84) «Посуда лабораторная стеклянная. Бюретки»;
- цилиндры мерные 2 класса точности вместимостью 50; 100 см^3 по ГОСТ 1770-74 «Посуда мерная лабораторная, стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы, пробирки. Общие технические условия».

2.3 Используемые реагенты

- нефть (эмульсия с содержанием воды по Дину-Старку 10 % по объёму), предоставленная заказчиком;
- вода попутно-добываемая, предоставленная заказчиком;
- композиция на основе активной целлюлозной муки (АЦМ) с содержанием по массе 0,5 %, предоставленная заказчиком;
- керосин технический марка КТ-1 по ТУ 38.401-58-8-90 «Керосин для технических целей».

Примечание – Допускается использование других типов оборудования посуды, реактивов (отечественных или импортных) с характеристиками не хуже, чем у приведённых в п.п. 3.1, 3.2 и 3.3.

3 Подготовительные работы

3.1 Подготовка нефти

Поверхностную нефть (эмульсию) обезводили (объёмное содержание воды менее одного процента) и очистили от механических примесей методом центрифугирования в течение 30 минут при 5000 оборотах в минуту в три этапа и дополнительного фильтрования через бумажный фильтр «красная лента» (без добавок каких-либо растворителей, деэмульгаторов). Вязкость нефти при температуре 24 °С составила 16,59 мПа·с, плотность 871 кг/м³.

Определили коэффициент светопоглощения подготовленной нефти $K_{сп}$ (см⁻¹) при помощи фотоэлектроколориметра типа КФК. Определение $K_{сп}$ проводили при длине волны света равной 540 нм.

3.2 Подготовка кернов

Предоставленные естественные керны терригенных отложений диаметром 3,0 см, длиной от 3,67 до 4,16 см экстрагировали в аппарате Сокслета спирто-бензолом (отношение 1:4). После этого керны высушили в сушильном шкафу при температуре (105 ± 2) °С до постоянной массы.

Определили воздухопроницаемость кернов по ГОСТ 26450.2-85 «Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при

стационарной и нестационарной фильтрации». Краткая характеристика кернов представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Краткая характеристика кернов

№№ скважин/ образцов	Месторождение	Диаметр керна, см	Длина керна, см	Проницаемость по воздуху, мкм ²
113/1	Локозовское	3	4,16	0,0234
113/2	Локозовское	3	4,12	0,0198
113/3	Локозовское	3	4,11	0,0115
113/4	Локозовское	3	4,08	0,012
113/5	Локозовское	3	4,02	0,0224
1805/1	Аганское	3	4,14	0,0235
1805/2	Аганское	3	4,17	0,0261
1805/3	Аганское	3	4,16	0,0265
1805/4	Аганское	3	4,07	0,04596
1805/5	Аганское	3	4,12	0,0885
1805/6	Аганское	3	4,09	0,189
1805/7	Аганское	3	4,10	0,0979
1805/8	Аганское	3	4,08	0,622
1805/9	Аганское	3	4,14	0,0036
1805/10	Аганское	3	4,11	0,0054
5108/1	Ватинское	3	4,11	0,477
5108/2	Ватинское	3	4,09	0,498
5108/3	Ватинское	3	4,11	0,03057
5108/4	Ватинское	3	4,10	0,0487
5108/5	Ватинское	3	4,08	0,185
318/1	Западно- Асомкинское	3	3,67	0,0109
318/2	Западно- Асомкинское	3	3,68	0,00775
318/3	Западно- Асомкинское	3	3,68	0,00768
318/4	Западно- Асомкинское	3	3,69	0,0784
318/5	Западно- Асомкинское	3	3,68	0,202

Определили открытую пористость кернов по ГОСТ 26450.1-85 «Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением» с



вычислением объема пор образца ($V_{пор}$). Керна под вакуумом насытили попутно-добываемой водой предоставленной заказчиком плотностью от 1012 до 1015 кг/м³.

Остаточную водонасыщенность (содержание «связанной» воды в керне) создавали методом центрифугирования при 5000 оборотах в минуту в течение 30 минут. Остаточную водонасыщенность (%) определили по формуле (10):

$$S_v'' = \frac{V_{св.в}}{V_{пор}} \cdot 100\%, \quad (10)$$

где $V_{пор}$ – объем пор керна, см³;

$V_{св.в}$ – объем остаточной воды («связанной» воды) в керне, см³.

Объем «связанной» воды и объем пор определялся методом материального баланса (взвешиванием) и рассчитывался по формулам (11, 12)

$$V_{св.в} = \frac{M_{п.ц} - M_o}{\rho_v}, \quad (11)$$

где $M_{п.ц}$ – масса керна после центрифугирования, кг (г);

M_o – масса сухого керна, кг (г);

ρ_v – плотность воды, кг/м³ (г/см³).

$$V_{пор} = \frac{M_{в.обр} - M_o}{\rho_v}, \quad (12)$$

где $M_{в.обр}$ – масса водонасыщенного образца, кг (г).

Определи пористость по формуле (13)

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{керна}} \cdot 100\%, \quad (13)$$

где $V_{керна}$ – объем керна, см³.

Подготовленный керн поместили и загерметизировали в вертикальном кернадержателе с резиновым обжимом.

4 Проведение фильтрационных экспериментов

В связи с тем, что предоставленная заказчиком композиция представляет собой седиментационно неустойчивую суспензию, применение которых наиболее эффективно в коллекторах средней, а особенно, высокой проницаемости (блокирование промытых высокопроницаемых зон, трещин, в том числе техногенных после ГРП), для проведения фильтрационных экспериментов были отобраны пять кернов с трёх месторождений с наиболее высокой проницаемостью в диапазоне от 0,189 до 0,622 мкм². Фильтрационно-ёмкостные параметры кернов представлены в таблице 2. Образцы кернов, с Локосовского месторождения низкой проницаемостью по воздуху от 0,0115 до 0,0234 мкм² (таблица 1) для тестирования суспензии бесперспективны.

Таблица 2 – Фильтрационно-ёмкостные параметры кернов

№ Скважины/ образца	1805/6	1805/8	5108/1	5108/2	318/5	20339
Тип коллектора	Терригенный					
Проницаемость по воздуху, мкм ²	0,189	0,622	0,477	0,498	0,202	0,201
Объём пор, см ³	6,037	6,074	6,282	6,328	5,794	5,956
Объём «связанной» воды, см ³	1,714	1,43	1,608	1,531	1,546	0,456
Пористость, %	20,9	21,1	21,6	21,9	22,3	23,3
Содержание «связанной» воды, %	28,4	23,5	25,6	24,2	26,7	7,6
Примечание – Цветом выделен керна девонских отложений Ромашкинского месторождения ОАО «Татнефть».						

Особенностью кернов, предоставленных заказчиком в сравнении с кернами девонских отложений Ромашкинского месторождения при прочих близких параметрах, является много больший объем остаточной воды (при моделировании остаточной водонасыщенности), процент содержания «связанной» воды находится в диапазоне от 23,5 % до 28,4 % с тенденцией увеличения при снижении проницаемости. По всей видимости, это связано с минералогическим составом кернов, а именно, глинистой составляющей.

После вакуумирования керна в кернадержателе в течение 10 минут при строго одинаковой объемной подаче ($1 \text{ см}^3/\text{мин}$) лабораторной компьютеризированной насосной установки (Core Laboratories, США) проводили через керны фильтрацию (прокачку) жидкостей в следующей последовательности:

- фильтрация нефти заказчика (без добавления каких-либо растворителей) в объеме 50 см^3 (насыщение нефтью) с замерами перепада давления через каждые $5 \text{ см}^3 - P_H$;

- вытеснение нефти из керна попутно-добываемой водой заказчика путём фильтрации 50 см^3 в том же направлении с замерами перепада давления через каждые $5 \text{ см}^3 - P_B$;

- фильтрация тестируемой композиции на основе АЦМ в объеме 50 см^3 с замерами перепада давления через каждые $5 \text{ см}^3 - P_P$;

- фильтрация в том же направлении 50 см^3 попутно-добываемой воды с фиксацией перепада давления через каждые $5 \text{ см}^3 - P'_B$;

- фильтрация в обратном направлении 50 см^3 попутно-добываемой воды с фиксацией перепада давления через каждые $5 \text{ см}^3 - \downarrow P'_B$;

- перенос керна в другой "чистый" кернадержатель и фильтрация керосина в объеме 100 см^3 с замерами перепада давления через каждый 10 см^3 для экстракции остаточной нефти из керна – P_K .

Результаты проведенных экспериментов представлены в таблице 3 и на рисунках 1-6.

Таблица 3 – Осредненные результаты тестирования композиции на основе АЦМ

№ скв./керна	Состав	$K_{пр}, \text{мкм}^2$	ФС	ОФС	$K_{\text{выт}}, \%$	ФК	КВИ
1805/6	0,5 % АЦМ	0,189	3,77	4,85	75,4	1,134	0,794
20339		0,201	4,78	5,88	81	1,368	0,830
318/5		0,202	5,13	6,47	72,2	2,736	0,845
5108/1		0,477	5,36	7,47	66,1	1,978	0,867
5108/2		0,498	3,1	7,57	66,9	2,562	0,868
1805/8		0,622	4,67	7,70	83,9	3,611	0,870

Таким образом, анализируя результаты экспериментов, представленные в таблице 3 можно сделать предварительный вывод об эффективности исследованной композиции по всем параметрам тестирования ФС, ОФС, $K_{\text{выт.}}$, КВИ. По основному параметру тестирования «потокоотклоняющих» композиций ОФС и параметру КВИ наблюдается тенденция увеличения показателей эффективности с увеличением проницаемости кернов. Это объясняется особенностью тестируемой композиции – суспензии, представляющей собой взвесь нерастворимой в воде целлюлозной муки различного фракционного состава. До определённой проницаемости керна, которую по результатам проведённых экспериментов мы предварительно определили в $0,200 \text{ мкм}^2$ (низкие значения $\Phi K = 1,134$ (осреднённый по 10 замерам показатель) для керна проницаемостью $0,189 \text{ мкм}^2$ и детальный анализ рисунка 1, показывают, что воздействие композиции ограничивается входной частью керна без фильтрации (проникновения) в глубь). Об этом свидетельствуют установившиеся перепады давления при фильтрации воды в прямом направлении (этап 2, $P_v \approx 3,95 \text{ атм}$) до прокачки композиции и в обратном направлении (этап 5, $\downarrow P'_v = 3,5 \text{ атм}$) после прокачки композиции (рисунок 1). По установившимся замерам перепадов давления фактор кольматации $\Phi K_1 = \downarrow P'_v / P_v = 3,5 / 3,95 \approx 0,89$, т.е. значительно меньше единицы, что как было отмечено ранее, говорит об отсутствии проникновения композиции в глубь керна.

При увеличении проницаемости кернов увеличивается проникающая способность АЦМ, а значит и эффективность воздействия. Однако при проведении экспериментов во всем исследуемом диапазоне проницаемостей значительное количество АЦМ остаётся на входе в керна. Для полной фильтрации композиции на основе 0,5 % АЦМ необходимы керны большей проницаемости.



Рисунок 1 – Зависимость перепада давления от объема прокачанных жидкостей через керн (скв./образец №1805/6), проницаемостью по воздуху $0,189 \text{ мкм}^2$

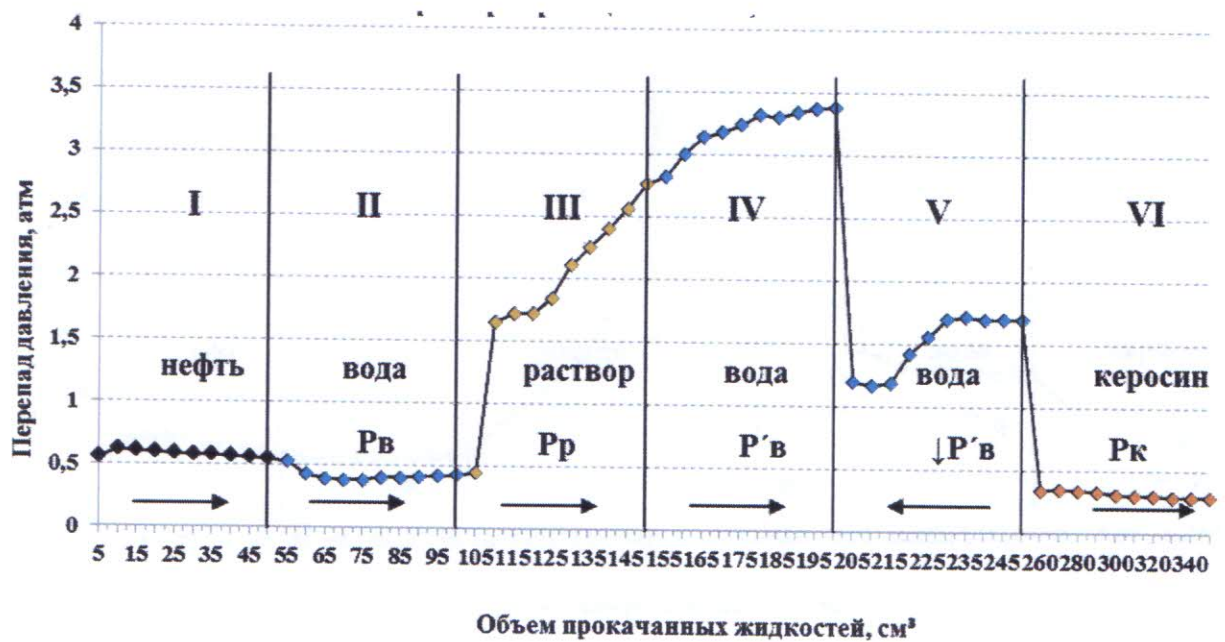


Рисунок 2 – Зависимость перепада давления от объема прокачанных жидкостей через керн (скв./образец №1805/8) проницаемостью по воздуху $0,622 \text{ мкм}^2$

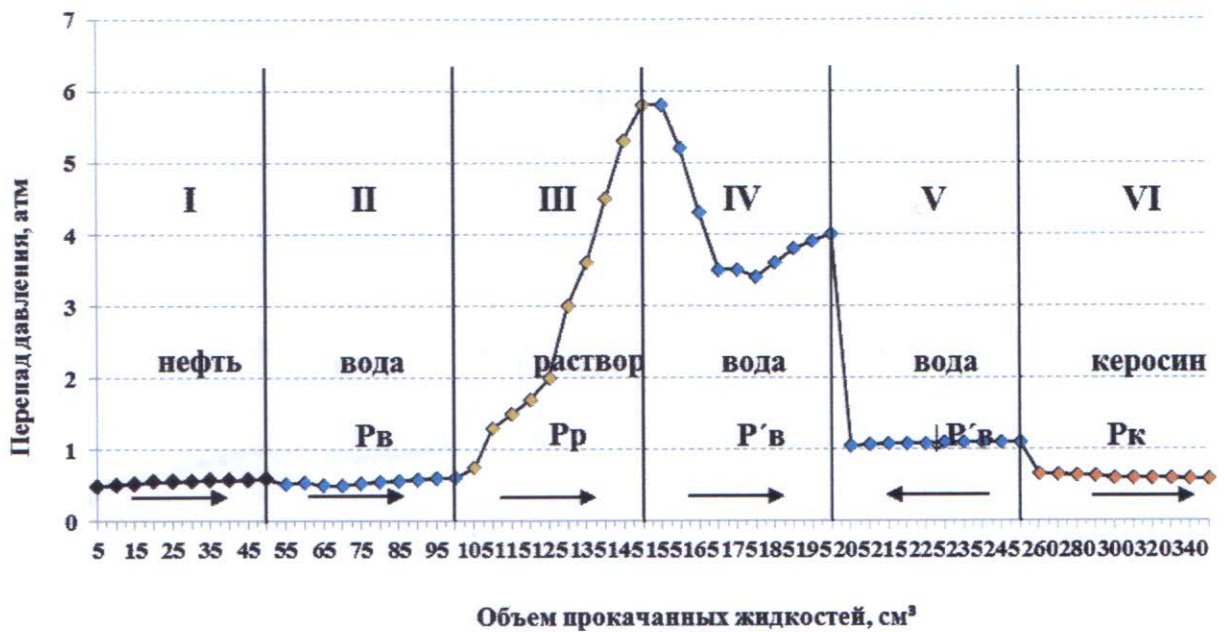


Рисунок 3 – Зависимость перепада давления от объема прокачанных жидкостей через керн (скв./образец №5108/1) проницаемостью по воздуху $0,477 \text{ мкм}^2$

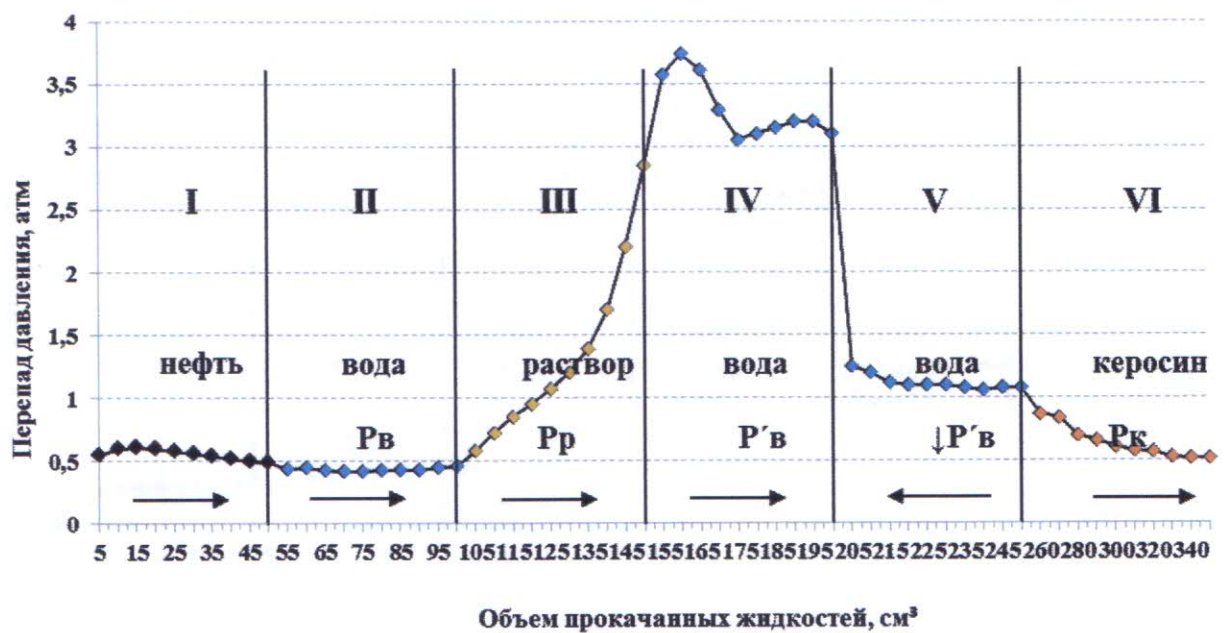


Рисунок 4 – Зависимость перепада давления от объема прокачанных жидкостей через керн (скв./образец № 5108/2) проницаемостью по воздуху $0,498 \text{ мкм}^2$

Handwritten signature or mark.

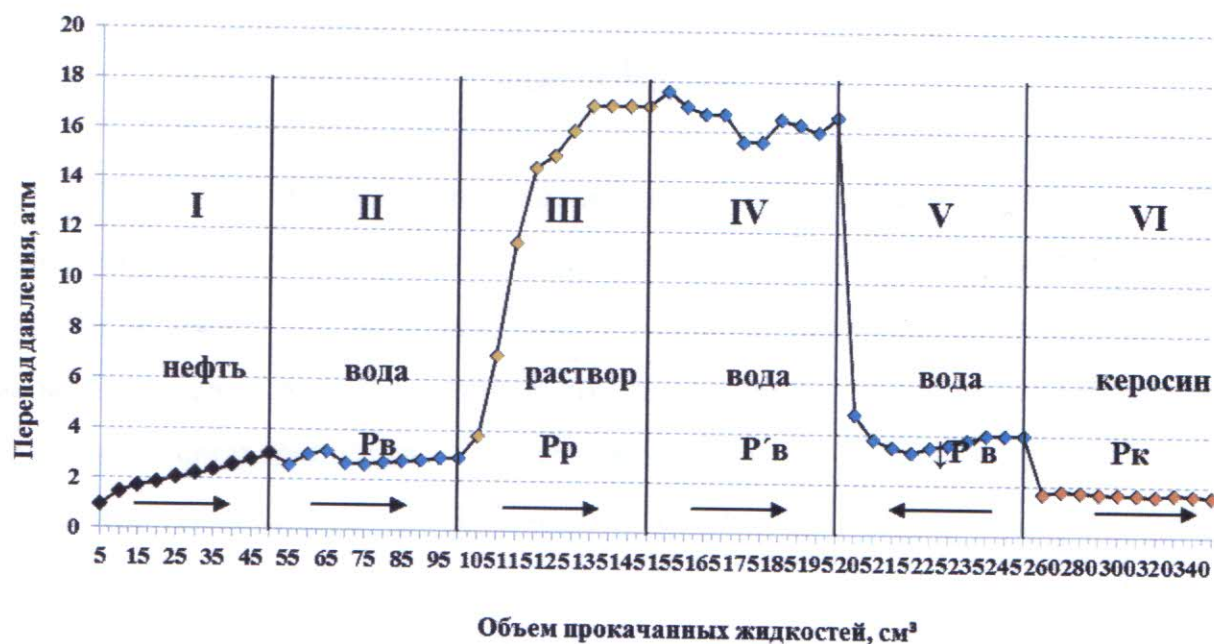


Рисунок 5 – Зависимость перепада давления от объема прокачанных жидкостей через керн (скв./образец №20339) проницаемостью по воздуху $0,201 \text{ мкм}^2$

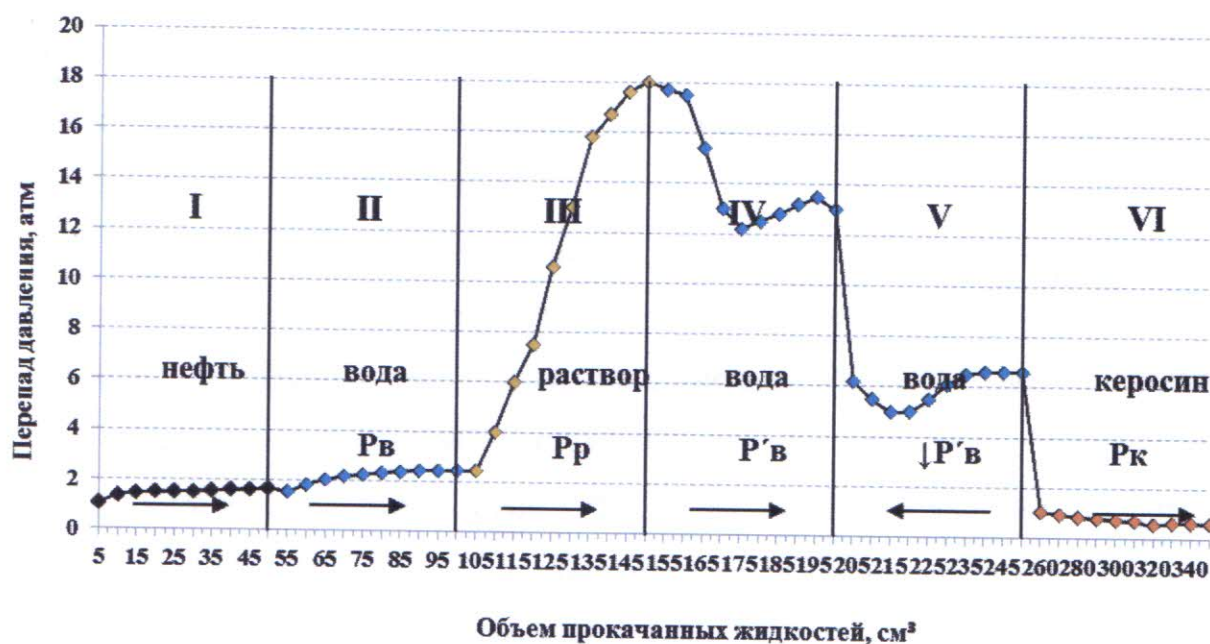


Рисунок 6 – Зависимость перепада давления от объема прокачанных жидкостей через керн (скв./образец №318/5) проницаемостью по воздуху $0,202 \text{ мкм}^2$

Handwritten signature

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 В связи с тем, что предоставленная композиция представляет собой суспензию, применение которых наиболее эффективно в коллекторах средней, а особенно, высокой проницаемости (блокирование промытых высокопроницаемых зон, трещин, в том числе техногенных после ГРП), для проведения фильтрационных экспериментов были отобраны 5 кернов с Аганского, Ватинского и Западно-Асомкинского месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», обладающих наибольшей абсолютной проницаемостью (проницаемостью по газу (воздуху)).

2 Подготовленные для проведения экспериментов керны ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» из-за глинистой составляющей в минералогическом составе обладают значительно большей остаточной водонасыщенностью при прочих близких параметрах в сравнении с кернами отложений девона Ромашкинского месторождения. Для сравнения результатов, было принято решение о проведении пробного тестирования композиции и на девонском керне.

3 В условиях проведения экспериментов можно сделать предварительный вывод об эффективности исследуемой композиции с целью применения в технологиях увеличения нефтеизвлечения по основным показателям тестирования ФС и ОФС. Основной показатель тестирования «потокоотклоняющих» технологий ОФС (осреднённые значения) находится в диапазоне от 4,85 до 7,7 с тенденцией увеличения с увеличением проницаемости кернов. Коэффициент вытеснения нефти находится в пределах от 66,1 % до 83,9 %. Коэффициент водоизоляции находится в диапазоне от 0,794 до 0,870 с тенденцией увеличения с увеличением проницаемости кернов.

4 Определить верхнюю границу проницаемости кернов для эффективного применения композиции на основе АЦМ 0,5 % массовым содержанием не представлялось возможным в связи с отсутствием кернавого

материала с более высокой проницаемостью. Исходя из результатов тестирования в условиях проведения экспериментов нижний предел абсолютной проницаемости для исследуемой композиции можно предварительно принять равным $0,2 \text{ мкм}^2$. Диапазон абсолютной проницаемости кернов для эффективного применения композиции по результатам проведенных экспериментов составляет от 0,2 до $0,622 \text{ мкм}^2$.

5 По результатам проведенных экспериментов можно условно говорить об избирательности воздействия 0,5 % композицией АЦМ. При закачке композиции в промысловых условиях через существующий фильтр (весь интервал перфорации) при вскрытии пластов с разной проницаемостью и невозможности целенаправленной обработки высокопроницаемого (трещинного) пласта, воздействие композицией на низкопроницаемые коллектора в значительной степени будет ограничено стенками породы (скважины) без фильтрации вглубь коллектора и может быть устранено стандартной промывкой скважины.

6 При реализации технологического процесса в промысловых условиях в качестве рекомендаций в зависимости от геолого-промысловых условий реализации (проницаемости коллектора, приёмистости нагнетательных скважин, давления закачки и т.д.) можно предусмотреть ступенчатое увеличение или снижение концентрации АЦМ в композиции в процессе проведения работ, однако для лабораторного подтверждения эффективности такого воздействия необходимо проведение более значительного количества экспериментов, с более широкой по проницаемости подборкой кернов.

