

УОТ 665.766.2

ПОЛУЧЕНИЕ ПЕНООБРАЗОВАТЕЛЕЙ НА ОСНОВЕ СИНТЕТИЧЕСКИХ НЕФТЕКИСЛОТНЫХ СОЛЕЙ.

Н.И. Душдурова, С. А. Маммедханова

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности
nurlana.dushdurova@mail.ru

Ключевые слова: синтетические нефтяные кислоты (СНК) соли синтетических нефтяных кислот (ССНК), дистиллированные природные нефтяные кислоты (ДПНК)

Металлические соли органических кислот используются в различных областях промышленности. Таким образом, их используют при приготовлении различных катализаторов, в лакокрасочной промышленности, в получении консервационных жидкостей, в антистатических присадках к топливам. Различные соли и комплексы синтетических нефтекислот синтезированы, подготовлены их растворы, изучены физико-химические свойства этих растворов и ПАВ этих солей.

Эти исследования очень важны для образования пенообразователей с высшим качеством. С другой стороны для сравнения свойств пенообразователей синтез одинаковых природные нефтекислотных солей, а также подготовка растворов имеет важное

Калиумные соли ДПНК могут образовать достаточно высоко повышающие и стойкие пена в питьевой воде. Таким образом, в 6 и 8 %-ной питьевой водесоответственно 7,0 и 8,5 раз, а стойкость соответственно 4 мин 30 сек и 4 мин 10 секунд составляет.

значение. В данный момент природные нефтекислоты и синтетические нефтекислоты получаемые из каталитического окисления нефтяных продуктов являются дешёвым ресурсом для получения нескольких промышленных продуктов.

Мы для синтезирования ПАВ использовали керосиновую фракцию полученную из Бакинских нефтей дистиллированных нефтекислот и Na, K, NH₄, моноэтанола аминовые соли дистиллированных природных нефтекислот. Мы также в отдельности приготовили 40 %-ный концентрат солей. В питьевой и морских водах определили пенообразовательные свойства полученных 2-18%-ных растворов. Полученные результаты указаны в таблице 1.

Если в питьевой воде концентрация будет в пределах 12-18 % даже если повышение будет высоким (7,5-8,5 раз) стойкость будет очень малым чем минимальная норма.

Таб. 1.

Натриумные соли ДПНК-а в питьевой воде 40%-ном концентрате питьевой воды и свойства пенообразования в морских водных растворах.

Расходное количество концентратов, % объём	В питьевой воде		В морской воде	
	Повышение, раз	Стабильность мин, сек	Повышение, раз	Стабильность мин, сек
2,0	2,0	40 сек	-	-
4,0	6,5	3 мин 45 сек	-	-
6,0	7,0	4 мин 30 сек	-	-
8,0	6,0	3 мин 30 сек	-	-
10,0	6,0	3 мин 15 сек	2,5	30 сек
12,0	5,5	3 мин 15 сек	3,5	1 мин 30 сек
14,0	5,5	3 мин	5	2 мин 30 сек
16,0	5,5	3 мин 15 сек	7	30 сек
18,0	5,0	3 мин	7	15 сек

Калиумные соли ДПНК могут образовать достаточно высоко повышающие и стойкие пена в питьевой воде. Таким образом, в 6 и 8 %-ной питьевой водесоответственно 7,0 и 8,5 раз, а стойкость соответственно 4 мин 30 сек и 4 мин 10 секунд составляет. Если в питьевой воде концентрация будет в пределах 12-18 % даже если повышение будет высоким (7,5-8,5 раз) стойкость будет очень малым чем минимальная норма.

40 %-ный концентрат калиумной соли ДПНК в морской соли даже в 14 -18 % концентрациях даже ни достаточно повышение (≥ 6 раз) не смог образовать стойкую пену. Полученные результаты показаны в таблице 2.

Были исследованы 40, 50 и 55 %-ные растворы Na, K солей

синтетических нефтяных кислот и этиноламиновые комплексы и их пенообразовательные свойства.

Также были изучены соли, комплексы и их различные соотношения поверхностно-активных веществ в синтезированных нефтяных комплексах. Калиумные соли синтетических нефтяных кислот не могут образовать хорошие пена. Так 50 %-ный концентрат даже если даст хорошую пену период стойкости максимум достигает 3 мин 50 секунд, а это ниже нормы (≥ 4 минуты).

Аммонийные соли ДПНК в 40 %-ной питьевой воде только при 8 %-ном концентрате высоко повышенные и образуют пены с минимальными стойкими нормами (4 мин).

Таб. 2

Пенообразовательные свойства калиумных солей ДПК –а в 40 % - ных концентрациях питьевой воды и морской воды.

Расходное количество концентратов, % объём	В питьевой воде		В морской воде	
	Повышение, раз	Стабильность мин, сек	Повышение, раз	Стабильность мин, сек
2	1,0	-	-	-
4	4,5	3 мин	-	-
6	7,0	4 мин 30 сек	-	-
8	8,5	4 мин 10 сек	-	-
10	9,5	4 мин		
12	8,5	3 мин 45 сек		
14	8,5	3 мин 30 сек	2,5	1 мин
16	8,0	2 мин 30 сек	3,0	30 сек
18	7,5	3 мин 15 сек	3,0	30 сек

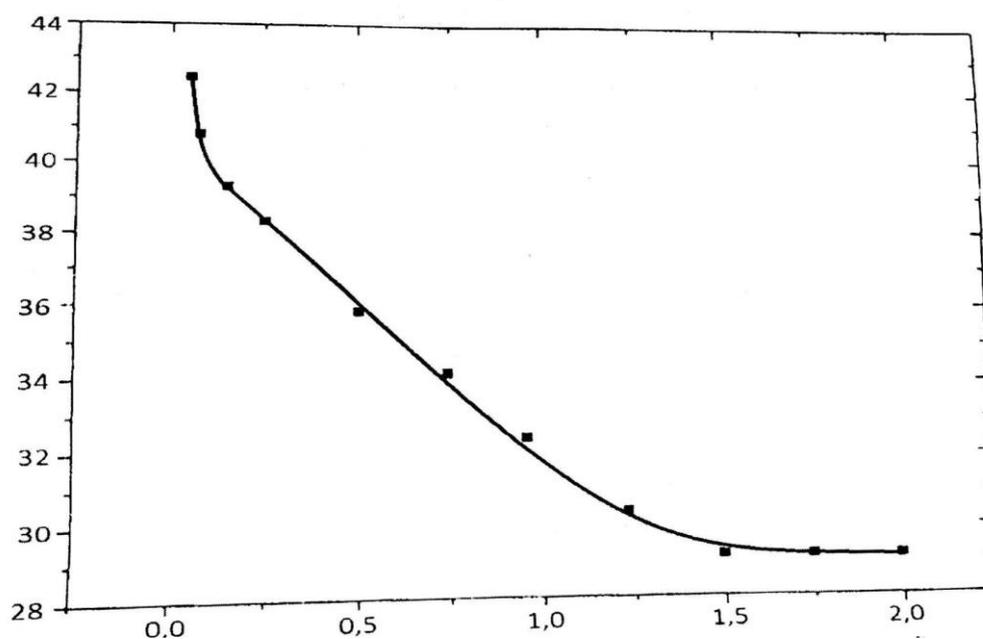
Даже если в питьевой воде очень возрастающая пена образуется, стойкость бывает ниже нормы. В морской воде повышение не соответствует даже минимальной норме стойкости.

В растворах поверхностно – активных веществ для измерения поверхностного натяжения

используют неполярная жидкость – керосин. Поверхностное натяжение керосина с дистиллированной водой не бывает меньше 47, 5 ерг/ см².

Соли, комплексы и их различные соотношения синтетических нефтяных кислот синтезируя с поверхностной активностью изучены. (рис.1)

Поверхностное натяжение



Концентрация

Рис.1 Поверхностная активность в 1 %-ном калиумной соли синтетических нефтяных кислот

Как видно из графика поверхностное натяжение не так уж зависит от концентрации и фактически в одинаковой аммонийной соли приближено к поверхностной активности.

Проведенные опыты показывают что, поверхностная

активность натриевых солей в синтетических нефтяных кислотах выше поверхностной активности в аммонийных и калиумных солях. При использовании одинаковых концентрационных натриевых солей поверхностное натяжение уменьшается с 40,8 мНм до 18,4 мНм.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аббасов В.М., Хани М. Абд эль-Латиф, Алиева Л. И., и др. Некоторые ПАВ на основе жирных кислот в качестве ингибиторов коррозии углеродистой стали в пластовых водах, содержащих CO₂ “Процессы нефтехимии и нефтепереработки”.- 2012, том 13, №3(51)- С. 219-232
2. Аббасов В.М., Хани М. Абд Эль-Латиф, Алиева Л.И., Гасымов Э.Э., Исмаилов И.Т. Теоретическое исследование новых поверхностно- активных веществ, полученных на основе жирных Кислот и оценка их потенциальной активности в качестве ингибиторов коррозии // “Процессы нефтехимии и нефтепереработки”.- 2012. том 13, № 4(52)- С.351-357.
3. Abbasov V.M., Vəliyev Q.Q. Sənayedə statik elektriklənmə və onunla mübarizə. Monoqrafiya. Bakı. «Elm» nəşriyyatı. -1984. 80 S.
4. Ağamalıyeva D.B., Məmmədova N.M., Məmmədخانова S.Ə. Sintetik neft turşuları ilə polietilenpoliaminlər əsasında alınmış imidozolin törəmələrinin qeyri-üzvi komplekslərinin bəzi fiziki-kimyəvi xassələrinin tədqiqi. “EKOLOGİYA: təbiət və cəmiyyət problemləri”. Akademik Həsən Əliyevin 105 illik yubileyinə həsr olunmuş II Beynəlxalq Konfrans. 7-8 noyabr, -2012, S.25-26.
5. Məmmədخانова S.Ə. Distillə olunmuş təbii neft turşularının Na, K və ammonium duzlarının köpükəmələgətirici xassələrinə bu turşuların mono- və dietanolamin duzlarının təsiri. // Kimya problemləri jurnalı, №, -2013, S.51-58.
6. Məmmədخانова S.Ə., Abbasov V.M., İsmayılov T.A., İsmayılov İ.T., Ağamalıyeva D.B. Sintetik və təbii neft turşularının duzlarının və bəzi komponentlərinin səthi aktiv maddə və köpükəmələgətirici kimi tədqiqi. / I Beynəlxalq kimya və kimya mühəndisliyi konfransı, 17-21 aprel, Bakı,- 2013, S.917-920.

SİNTETİK NEFT TURŞULARININ DUZLARI ƏSASINDA KÖPÜKƏMƏLƏGƏTİRİCİLƏRİN ALINMASI

Duşdurova N.İ., Məmmədخانова S.Ə

Sintetik neft turşularının duzlarının və komplekslərinin köpük əmələgətirmə xassələrinin nəticələri öyrənilmişdir. Tədqiqatlar nəticəsində sintetik neft turşularının

müxtəlif duzları və kompleksləri sintez olunmuş, onların suda məhlulları hazırlanmış, bu məhlulların fiziki-kimyəvi xassələri, duzların səthi aktivliyi öyrənilmişdir

**SYNTHETIC OIL, ACIDS, SALTS FOAM-FORMING ON THE
ACQUISITION**

Dushdurova N.I., Mammadkhanova S.A

Synthetic oil, acids, salts and complexes of the results of the foam formation properties were studied. Synthetic oil, acids, salts and complexes synthesized in a variety of studies have been made of their water solutions, these solutions physico-chemical properties of the surface activity of the salts studied.

УДК: 661.715.2.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕГИДРИРОВАНИЯ ВЫСШИХ Н.ПАРАФИНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ С ЦЕЛЬЮ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Бабаев Рауф Камиль оглы

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности
E-mail: rauf1206@day.az

Ключевые слова : дегидрирование, парафины, катализатор, олефины, кинетика, н.декан, нестационарность, кислород воздуха, водяной пар, модель

Дегидрирование высших н. парафинов в присутствии кислорода является одним из перспективных методов получения высших олефиновых углеводородов. Одним из крупных областей их применения является производство поверхностно-активных веществ (ПАВ), используемых в производстве синтетических моющих средств (СМС) анионоактивного типа (алкилбензолсульфонатов), обладающих биоразлагаемостью выше 90%.

Высшие олефиновые углеводороды благодаря высокой реакционной способности нашли широкое применение в различных областях народного хозяйства: в качестве действующего начала для синтетически моющих средств, присадок к маслам и ингибиторов коррозии [1].

Осуществление процесса дегидрирования высших н-парафинов в присутствии кислорода позволяет избавиться от нестационарности и цикличности процессов. Изучение этого процесса в настоящее время

обусловлено необходимостью создания производства высших олефинов на базе доступного исходного сырья.

В настоящее время производство поверхностно активных веществ (ПАВ) базируется на алкилбензолах, получаемых алкилированием бензола хлорированными парафинами и керосином. Образующиеся при этом хлористый водород и хлор сбрасывается в окружающую среду, нанося вред экологии. В этом смысле использование в производстве ПАВ олефиновых углеводородов, получаемых дегидрированием н.парафинов, позволяет создать экологически чистый процесс.

Исследования кинетических закономерностей реакции проводили в лабораторной установке с безградиентным реактором в интервале 813-853 К, варьировании исходных молярных концентраций н-декана в пределах $(2,537-5,075) \cdot 10^{-4}$ моль/л, кислорода $(0,374-1,869) \cdot 10^{-4}$ моль/л, и времени контакта не превышающего 0,12 с.. В качестве

катализатора использовали никель-стибий-ванадиевую оксидную систему, модифицированную оксидом лития, нанесенную на Al_2O_3 .

Удельная поверхность катализатора, определенная по низкотемпературной адсорбции азота и рассчитанная по БЭТ, составила 80-100 м²/г с насыпным весом 0,873 г/см³ и размером таблеток 2-3 мм.

Анализ контактного газа на содержание CO_2 и низкомолекулярных углеводородов C_j-C_g производили на хроматографе ЛХМ-80М с колонкой длиной 6 м. Содержание Hg , CO , O_2 , CH_4 в газе определяли на этом же хроматографе с колонкой длиной 3 м, заполненной цеолитом NaX. Парафиновые и олефиновые углеводороды анализировали на хроматографе Цвет-100. Анализ смеси ароматических углеводородов, полученных в процессе дегидрирования высших парафинов, производили на хроматомасс-спектрометре.

В ходе проведения кинетических исследований было исследовано влияние изменения концентрации исходных, целевых и побочных продуктов реакции на скорость образования продуктов реакции, скорость превращения парафиновых углеводородов и скорость связывания кислорода. Установлено, что повышение концентрации парафинового углеводорода от $2,148 \cdot 10^{-4}$ до $3,745 \cdot 10^{-4}$ моль/л. приводит к увеличению скорости образования целевых и побочных продуктов реакции. При этом концентрации кислорода от увеличения исходной концентрации парафинов резко уменьшается. Такое уменьшение кислорода связано со значительной скоростью его связывания уже в начале слоя катализатора. Причем, максимальная скорость связывания кислорода достигается при концентрации парафинов, равной $3,745 \cdot 10^{-4}$ моль/л. При

этом наблюдается и минимальная концентрация кислорода в газе, то есть практически кислород полностью связывается в объеме катализатора. Влияние изменения концентрации целевого продукта (децена) на скорость его образования изучали в пределах от G до $0,7159 \cdot 10$ моль/л., при постоянном времени контакта, равном 0,04 сек., при постоянной концентрации кислорода и исходных нормальных парафинов. Увеличение концентрации олефинов в исходном сырье ведет к повышению скорости образования двуокиси углерода, свидетельствующее о том, что часть олефиновых углеводородов подаваемых извне сгорают в токе кислорода.

Введение двуокиси углерода в состав продуктов реакции ведет к некоторому снижению скорости реакции горения углеводородов в объеме катализатора. В результате этого освобождается часть кислорода, которая расходуется на выжиг коксовых отложений с поверхности катализатора. Такое перераспределение кислорода ведет к увеличению активной поверхности катализатора.

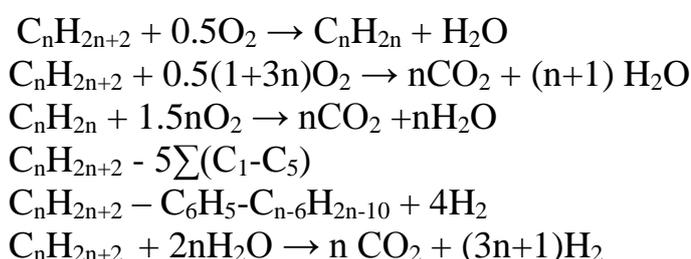
Изменение концентрации водорода в исходном сырье практически не влияет на скорость превращения парафиновых углеводородов и образование продуктов реакции. Убыль кислорода в реакциях выжига коксовых отложений с поверхности катализатора, в свою очередь приводит к снижению скорости образования целевых продуктов реакции. Уменьшение же скорости образования олефиновых углеводородов ведет к уменьшению скорости образования ароматических углеводородов.

Увеличение концентрации кислорода в объеме катализатора уменьшает степени его закоксованности, что ведет к увеличению скорости расщепления углеводородов.

Наличие е исходной реакционной смеси парафиновых и олефиновых углеводородов, CO₂, H₂ а также кислорода не оказывают тормозящего влияния на скорость образования олефиновых углеводородов.

В ходе проведения эксперимента была выявлена лимитирующая стадия протекания реакции в изучаемых условиях. Для этого была поставлена серия опытов при

На основе полученных кинетических данных была выбрана совокупность следующих независимых маршрутов :



Соответственно, скорости реакции по всем маршрутам определяются следующими системами дифференциальных уравнений:

$$\begin{aligned} \frac{dC_1}{d\tau} &= \left(k_{1,n} n c_1^{\alpha_{1,n}} C_7 + k_{2,n} \cdot c_1^{\alpha_{2,n}} \cdot C_7^{\beta_{2,n}} + k_{4,n} c_1^{\alpha_{4,n}} + k_{5,n} \cdot c_1^{\alpha_{5,n}} + k_{6,n} c_1^{\alpha_{6,n}} \right) \\ \frac{dC_2}{d\tau} &= k_{1,n} C_1^{\alpha_{1,n}} C_7^{\beta_{1,n}} - k_{3,n} C_2^{\alpha_{3,n}} C_7^{\beta_{3,n}} \\ \frac{dC_3}{d\tau} &= k_{5,n} C_1^{\alpha_{5,n}} \\ \frac{dC_4}{d\tau} &= 5k_{4,n} C_1^{\alpha_{4,n}} \\ \frac{dC_5}{d\tau} &= n \left(k_{2,n} C_1^{\alpha_{2,n}} C_7^{\beta_{2,n}} + k_{3,n} C_2^{\alpha_{3,n}} C_7^{\beta_{3,n}} + k_{6,n} C_1^{\alpha_{6,n}} \right) \\ \frac{dC_6}{d\tau} &= 4k_{5,n} \cdot C_1^{\alpha_{5,n}} + (3n+1)k_{6,n} C_1^{\alpha_{6,n}} \\ \frac{dC_7}{d\tau} &= -0.5 \left[k_{1,n} \cdot C_1^{\alpha_{1,n}} \cdot C_7^{\beta_{1,n}} + (3n+1)k_{2,n} - C_1^{\alpha_{2,n}} - C_7^{\beta_{2,n}} + 3nk_{3,n} C_2^{\alpha_{3,n}} \cdot C_7^{\beta_{3,n}} \right] \\ \frac{dC_8}{d\tau} &= k_{1,n} \cdot C_1^{\alpha_{1,n}} \cdot C_7^{\beta_{1,n}} + (n+1)k_{2,n} \cdot C_1^{\alpha_{2,n}} \cdot C_7^{\beta_{2,n}} + k_{3,n} C_2^{\alpha_{3,n}} \cdot C_7^{\beta_{3,n}} \end{aligned}$$

где C₁, C₂, C₇ – соответственно концентрации н.парафина, олефина и кислорода; k_{i,n}, α_{i,n}, β_{i,n} – соответственно константы скоростей реакций и порядки по отдельным

изменении диаметра зерна катализатора от 1,5 до 3 мм и линейной скорости смеси от 0,13 м/с до 0,53 м/с. Удовлетворительное совпадение результатов опыта для одних и тех же условиях проведения позволило сделать вывод, что явление внешней и внутренней диффузии не оказывает существенного влияния на скорость реакции.

компонентам реакций (i=1-6; n=10-13).

При этом предполагалось, что изменение констант скоростей от

температуры подчиняется закону Аррениуса:

$$K_i = K_{0i} \cdot \exp(-E/RT)$$

где K_{0i} – предэкспоненциальные множители; E_i – энергия активации; R – универсальная газовая постоянная; T – температура.

Система решалась модифицированным методом Рунге-Кутты [2]. Константы скоростей отдельных маршрутов реакции

определяли по экспериментальным кривым.

В табл. 1 приведены экспериментальные данные зависимости концентраций образовавшихся продуктов процесса дегидрирования н.декана от времени контакта при температурах 813 К, 833 К, 853К.

Таб. 1

Влияние времени контакта на выход продуктов превращения этилбензола (моль/л) на модифицированном оксидном катализаторе при различных температурах

Ком- понен- ты	T=813 К Время контактирования. сек.			T=833 К Время контактирования. сек.			T=853 К Время контактирования. сек.		
	0,01	0,02	0,03	0,01	0,02	0,03	0,01	0,02	0,03
$C_{10}H_{22}$	3,721	3,539	3,439	3,578	3,489	3,369	3,546	3,433	3,295
$C_{10}H_{20}$	0,147	0,191	0,283	0,213	0,232	0,341	0,186	0,274	0,394
H_2	0,035	0,097	0,144	0,112	0,129	0,192	0,143	0,185	0,258
O_2	0,002	0,083	0,761	0,765	0,697	0,569	0,654	0,549	0,267

В процессе каталитического дегидрирования высших парафинов водяной пар применяется для понижения парциального давления компонентов реакции и используется как теплоноситель для эндотермической реакции дегидрирования этилбензола.

В табл. 2 представлены экспериментальные значения констант скоростей, кажущихся энергий активации процесса. Полученная кинетическая модель процесса дегидрирования н.декана в присутствии кислорода воздуха была

Водяной пар обеспечивает также удаление кокса с поверхности катализатора и способствует сохранению активности катализатора.

Оценки кинетических параметров на ЭВМ, осуществлены методом наискорейшего спуска.

исследована на ПК в широких пределах варьирования параметров и позволила получить зависимость изменения основных параметров (C_i) и показателей процесса от времени контакта τ .

Таб. 2

Расчетные значения кинетических параметров

Константы скоростей, сек ⁻¹	Температура, К			E _i ккал/моль	K _{oi} , сек ⁻¹
	813	833	853		
K ₁	0,0112	0,01511	0,02	20,075	0,2797663*10 ⁴
K ₂	0,104	0,220	0,452	50,628	0,424524*10 ¹³
K ₃	0,00058	0,00099	0,00165	36,199	0,3117592*10 ⁷
K ₄	0,01479	0,02175	0,03141	25,943	0,1394821*10 ⁶
K ₅	0,00726	0,0094	0,01341	21,142	0,3503986*10 ⁴
K ₆	0,00501	0,00724	0,01029	24,808	0,2339133*10 ⁵

Адекватность кинетической модели проводили путём минимизации разности квадратов отклонения экспериментальных и расчётных представленных в таблице 2.

$$F = \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^m \alpha_i \left[\frac{C_{ij}^Y - C_{ij}^C}{C_{ij}^Y} \right]^2 \rightarrow \min$$

где C_{ij}^Y, C_{ij}^C - экспериментальные и расчетные значения концентраций исходного, целевого и побочных продуктов; α - весовые коэффициенты

Полученные кинетические параметры дали хорошую сходимость расчетных и экспериментальных данных в пределах относительной ошибки по целевому продукту 5-7%, а по побочным продуктам не более 10%.

Выводы

Изучены кинетические закономерности процесса окислительного дегидрирования высших n.парафиновых углеводородов в безградиентном реакторе. Выбрана схема механизма реакции и идентифицированы параметры кинетической модели процесса, адекватно описывающие экспериментальные данные. Полученная кинетическая модель процесса позволяет в дальнейшем решать оптимизационные задачи по нахождению оптимального температурного режима реактора, разработать динамическую модель реактора, с целью автоматического управления проц

Список литературы

1. Алексеев Е.Р., Чеснокова О.В. Решение задач вычислительной математики в пакетах Mathcad 12, Matlab 7, Maple 9. Изд. НТ Пресс.: - 2006.- 496 с.
2. Бесков В.С., Флок В. Моделирование каталитических процессов и реакторов. М.: Химия, 1991.- 252 с.

3. Слинько М.Г. Моделирование и оптимизация каталитических процессов.– М.: Книга по Требованию. 2013.– 356 с..
4. Чоркендорф И, Наймантсведрайт Х. Современный катализ и химическая кинетика. – М.: Интеллект, 2010.- 504 с.

**KOMPYUTER MODELLEŞDIRILMƏSİ MƏQSƏDİ İLƏ YÜKSƏK
N.PARAFINLI KARBOHİDROGENLƏRİN DEHİDROGENLƏŞMƏ
PROSESİNİN TƏDQIQI
R.K.Babayev**

Xətti olefinlərinin alınmasında perspektiv istiqamətlərdən biri n-parafin karbohidrogenlərinin oksidləşdirici hidrogensizləşdirməsidir. Oksigenin iştirakı ilə yüksək n-parafinlərin hidrogensizləşdirmə prosesinin həyata keçirilməsi, qeyristasionarlıqdan və prosesin tsikləşmədən azad olmasına imkan verir. Hazırda bu prosesin tədqiqi ilkin xammal bazasına çıxış olduqda ali olefinlərin istehsalının yaradılmasının vacibliyi ilə əlaqədardır. Məqalə ali n-parafin karbohidrogenlərinin oksidləşdirici hidrogensizləşdirmə prosesinin kinetik qanunauyğunluqlarının öyrənilməsinə həsr edilmişdir. Öyrənilən prosesin alınmış kinetik modeli fərdi kompyuterdə parametrlərin geniş dəyişmə intervalında tədqiq edilmişdir və əsas parametrlərin (C_i) dəyişmə asılılığını və prosesin τ təmas zamanını tapmağa imkan vermişdir.

**INVESTIGATION OF THE PROCESS OF DEHYDRATION OF HIGHER
N.PARAFIN HYDROCARBONS WITH THE PURPOSE OF COMPUTER
MODELING
R.K.Babayev**

Oxidative dehydrogenation of n-paraffin hydrocarbons is one of the promising directions for the production of linear olefins. The process of dehydrogenation of higher n-paraffins in the presence of oxygen allows us to get rid of the nonstationarity and cyclicity of the processes. The study of this process is currently due to the need to create a higher olefin production based on available raw materials. The article is devoted to the study of the kinetic regularities of the process of oxidative dehydrogenation of higher n-paraffinic hydrocarbons. The obtained kinetic model of the studied process was studied on a PC within a wide range of parameters and allowed to obtain the dependence of the change in the main parameters (C_i) and process parameters on the contact time τ .

УДК:622.276.4;622.276.6

Использование полимеров в борьбе против обводнения нефтяных кважинС.Э.Тагиева¹, М.И.Ахмедов²SOCAR НИПИнефтегаз¹, компания Halliburton²**Ключевые слова:** обводненность, полимеры, полиакриламид, гипан

Как известно, разработка месторождений на поздней стадии характеризуется продолжительным ростом обводнённости пластов и скважин. Процесс обводнения всегда приводит к прогрессирующему снижению притока нефти, независимо от причин притока воды. Последствиями обводнения продукции, является уменьшение конечной нефтеотдачи, увеличение затрат на добычу, транспорт и подготовка больших объёмов воды на мероприятия против коррозии оборудования, а также снижение добычи и других основных технико-экономических показателей. Эксплуатация высокообводнённых скважин вызывается необходимостью доотмыва нефти из малопроницаемых интервалов пласта, когда в высокопроницаемых интервалах движется основная масса воды, не совершая полезной работы по вытеснению нефти. Учитывая, что нефтяные пласты в большинстве случаев неоднородны, то наиболее целесообразным способом уменьшения обводнённости и повышения эффективности вытеснения нефти водой является ограничение или прекращение движения воды по уже промытым высокопроницаемым интервалам

пласта. В общем случае основные факторы и причины обводнения пластов и скважин можно подразделить на геолого-физические, технологические и технические. Необходимым условием для эффективной, результативной борьбы с растущей обводнённостью является установление конкретных причин и закономерностей обводнения скважин. Однако трудности в чётком представлении влияния различных факторов на процесс обводнения осложняют возможности правильного обоснованного выбора методов борьбы с обводнённостью. Поэтому проблему ограничения водопротоков к скважинам следует рассматривать как комплекс геолого-промысловых и технико-экономических задач, связанных с диагностикой обводнения, выбором метода изоляционных работ, в соответствии с характером обводнения, экономическим обоснованием мероприятий по изоляции водопритоков и прогнозированием процесса обводнения. Однако, несмотря на большое количество различных разрабатываемых и внедряемых методов, проблема борьбы с обводнением остаётся актуальной, особенно на старых месторождениях

/1/. В этой связи следует отметить селективные методы борьбы против обводнения скважин, основанные на использовании таких изоляционных реагентов, как растворы полимеров, избирательно закупоривающих водонасыщенные коллектора при сохранении проницаемости нефтенасыщенных пор. В статье проводится обобщающий анализ результатов исследований особенностей растворов полимеров и механизма ограничения водопритоков при их использовании.

Как известно, полимеры обладают большим разнообразием фильтрационных и структурно-механических свойств, поддающиеся регулированию в достаточных пределах /2,3,4/. Обычно в промышленной практике, наиболее широко используются такие полимеры как полиакриламид (ПАА) и гипан. Ограничение притоков воды при помощи водных растворов полимеров основывается на совокупности химических и физико-химических процессов, происходящих в пласте. Являясь синтетическим высокополимерным веществом, ПАА в промышленности получается полимеризацией акриламида, который является продуктом омыления акрилонитрила серной кислотой. Гидролиз ПАА в кислой и щелочной среде протекает достаточно хорошо и степень гидролиза при этом может достигать до 70%.

Проведёнными исследованиями установлено, что соли одновалентных катионов в растворе ПАА в области изученных концентраций осадка не образуют /2,5/. С увеличением

валентности катионов полиэлектролитов коагулирующее действие их усиливается. Так повышение концентрации соли до 10% приводит к увеличению количества осадка до 5-10%, относительно объёма исходных реагентов. Увеличение степени гидролиза и повышение кислотного показателя рН также увеличивают объём осадка. На основании проведенных исследований выявлено, что наибольшее количество осадка образуют соли хлорида кальция и хлорида железа, а увеличение щёлочности ПАА не оказывают существенного влияния на образование осадка. Установлено, что при взаимодействии ПАА с пластовой минерализованной водой также происходит коагуляция полимера, и объём образовавшегося осадка составляет 2-3 % объёма жидкости. Обычно осадок образуется в течении первых 5 минут реакции.

Гипан получается омылением водной суспензии полиакрилонитрила гидроокиси натрия, называемой щелочным гидролизом. Этот полимер представляет собой линейный сополимер полиакрилата натрия, полиакрилонитрила и ПАА.

С целью определения скорости при закачивании раствора в пласт, ожидаемых давлений, параметров избирательной фильтрации в насыщенной среде, были проведены исследования реологических свойств гипана в наиболее часто встречающихся геолого-физических и эксплуатационных условиях /4/. Принимая радиус паровых каналов большинства месторождений до 10 Мк, объём закачиваемой полимерной

тампонажной жидкости до 4 м^3 на 1 м мощности пласта, продолжительность закачки до 2 часов, согласно средней скорости были построены реологические кривые растворы гипана с использованием приборов, типа «Реотест». Как видно на рис. 1, растворы гипана 3-10%-ной концентрации, при рассматриваемых градиентах скоростей течения

представляют собой ньютоновские жидкости.

Как и многие другие полимеры, свойства раствора гипана очень чувствительны к его концентрации. Поэтому были проведены исследования зависимости эффективной вязкости растворов от концентрации полимера [6,7].

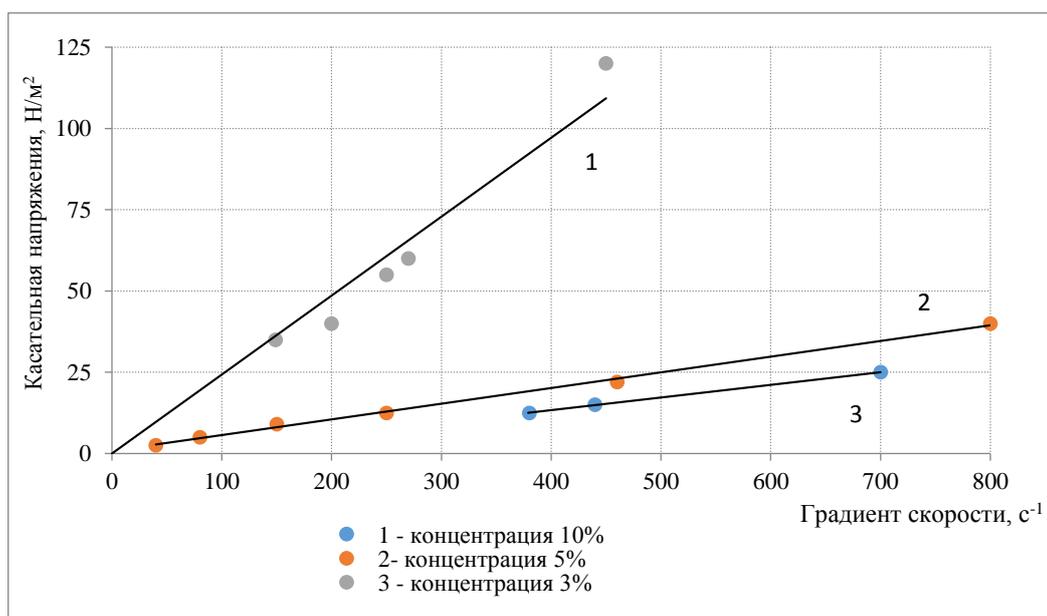


Рис. 1 Реологическая кривая

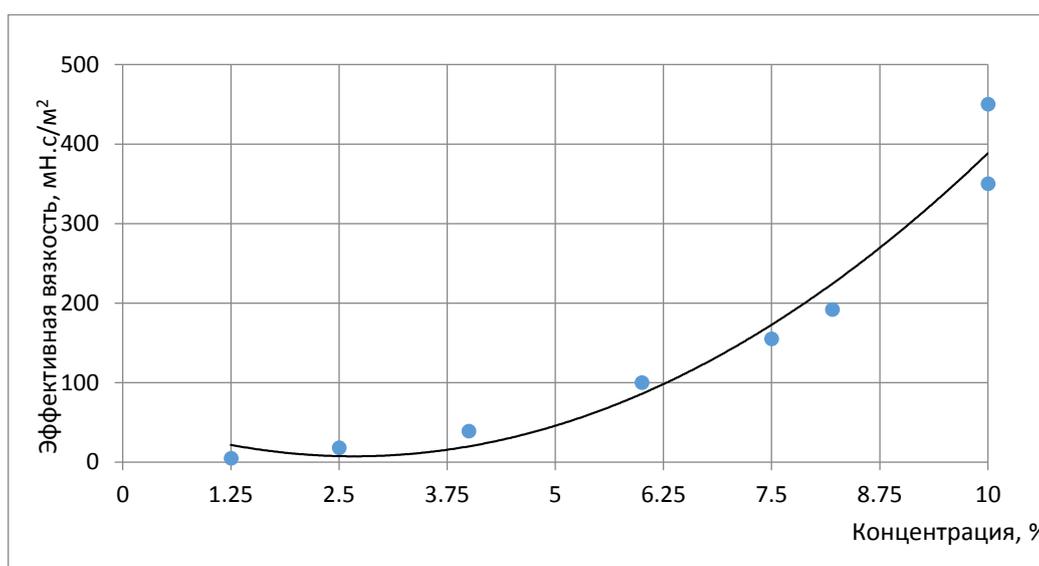


Рис. 2 Зависимость эффективной вязкости от концентрации гипана

Как видно на рис. 2, рост концентрации раствора в 2 раза приводит к почти 5-кратному росту изменения позволяют более эффективно использовать растворы полимеров при ограничении и изоляции водопритоков. Однако существуют некоторые характерные различия рассматриваемых полимеров.

Так, преимущества гипана по сравнению с ПАА заключается в его способности образовывать больше осадков при одинаковых концентрациях растворов, а также более лёгким растворением гипана в воде с образованием раствора меньшей вязкости. Это свойство гипана облегчает проведение технологических операций по приготовлению рабочих растворов и закачке их в пласт. Следует отметить, что вследствие высокой щёлочности ($\text{pH} = 12.6 - 12.8$) гипана образование осадка происходит без дополнительного введения гидроксида натрия. Как для гипана, так и для ПАА из всех изученных солей наибольшее коагулирующее действие оказывают хлориды кальция и железа. Установлено возрастание количества осадка с увеличением концентрации полимера и соли до некоторого предельного значения /3,4/. При этом больше всего осадка образуется при взаимодействии 10%-ного раствора гипана и 10%-ного раствора солей CaCl_2 и FeCl_2 . Как показали проведённые опытные работы, растворы ПАА и гипана определённых концентраций и степенью гидролиза до 70% могут быть использованы для селективного ограничения притока пластовых вод

вязкости. Знание основных реологических свойств и закономерностей при условии закачки достаточно больших объёмов реагентов в пласт – 10 м^3 на 1 м мощности. Механизм снижения проницаемости обводнённых участков в этом случае заключается в улавливании ассоциатов молекул, а также твёрдого осадка, образующегося в пласте в контакте и минерализованной водой в процессе закачки раствора и вытеснения полимера из пласта при эксплуатации скважин. Реологические свойства растворов полимеров также играют значительную роль, так как вязкоупругая характеристика течения обуславливает гидродинамическое сопротивление течению воды в пористой среде. Недостатком такого метода применения растворов полимеров является невысокая степень снижения проницаемости обводнённого участка из-за малого количества образующегося осадка и необходимости закачки больших объёмов реагентов. А применение высококонцентрированных полимеров, ограничивается повышенными значениями вязкости и как следствие необходимостью высоких давлений при закачке в пласты. Более эффективным методом снижения проводимости высокопроницаемых участков пласта, является применение осадкообразующих реагентов совместно с растворами полимеров, с концентрациями до 5% /6,7/. В этом случае, степень закупорки водопроводящих путей в пласте будет значительно выше даже при

применении меньших объёмов реагентов за счёт размеров и

Исследования по закупорке пористой среды при последовательной закачке растворов полимеров и солей, проводились на лабораторных образцах пористой среды, описанные в /6/. Степень закупорки пористой среды определялась по величине отношения проницаемости среды по воде до и после проведения закупорки. Опыты показали, что последовательно-порционная закачка 0,5-1%-ного ПАА и 5%-ного раствора $MgCl_2$, 2,5% раствора гипана и 6-8%-ного раствора $FeCl_3$ или $CaCl_2$, снижает проницаемость пористой среды от 10 до 100 раз при градиентах давления 0,006-0,012 МПа/см.

Анализ результатов вышеописанных опытов позволяют сделать следующие выводы:

1. Лучшие результаты получаются при последовательной фильтрации раствора гипана и $FeCl_3$;
2. Снижение проницаемости среды гипаном совместно с $FeCl_3$ происходит за счёт улавливания порами частиц коагулирующего полимера;
3. Лучшее смешение реагентов в пористой среде достигается при вытеснении раствора полимера коагулянтами – растворами солей или кислот.

Фильтрация водных растворов полимеров в пористой среде в процессе ограничения притока воды имеет некоторые особенности. В соответствии с закономерностями вытеснения жидкостей, количество раствора полимера, проникающего в

стойкости осаждённого материала.

пласт при прочих равных условиях, будет зависеть от соотношения вязкостей $\mu_n / \mu_{жс}$, где μ_n – вязкость раствора полимера, $\mu_{жс}$ – вязкость пластовой жидкости. При этом раствор полимера будет проникать преимущественно в водонасыщенный участок пористой среды. Значение соотношения вязкостей может служить критерием оценки селективных фильтрационных свойств водных растворов полимеров. Однако в реальности, селективная фильтрация растворов полимеров в насыщенной пористой среде определяется рядом специфических явлений, характерных для рассматриваемых жидкостей. К ним можно отнести влияние поверхностного натяжения на границе раздела жидкостей (эффект Жамена), адсорбцию полимера на стенках пор, коагуляцию, зависящую от природы насыщенности жидкости и др.

Как показали результаты исследований, наиболее выгодные условия селективной фильтрации полимерных растворов при $\mu_n / \mu_n < 1$, где μ_n – вязкость нефти. Но с учётом вышеотмеченного, селективная фильтрация полимерных растворов в насыщенную пористую среду возможна даже при $\mu_n / \mu_n > 1$.

Следует отметить, что некоторые промышленные мероприятия по применению полимеров в борьбе с обводненностью скважин были проведены на месторождениях Татарстана, Башкирии и Азербайджана, где были получены удовлетворительные результаты /7,8,9/.

Таким образом, лабораторные исследования и промышленный опыт по применению полимерных растворов ПАА и гипана как осадкообразующих реагентов, указывают на

необходимость продолжения внедрения и поиска наиболее эффективных селективных методов ограничения обводнения, с применением водных растворов полимеров.

Список использованной литературы

1. Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритоков в нефтяные скважины. Гос. УНЦ «колледж», 2003. 164 с.
2. Шувалов С.А. и др. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водоизоляции. Труды РГУ нефти и газа им М.М.Губкина, №4, 2013 стр 98-107
3. Тагер А.А. Физико-химия полимеров. – М.: Госхимиздат. – 1963. – 528с.
4. Калашников Б.М., Газизов А.Ш., Юсупов А.Г. Промысловые испытания гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) при изоляции пластовых вод. НТС, серия «Нефтепромышленное дело», 1971, №5, с. 3-7.
5. Полиакриламид / Под ред. В.Ф.Куренкова. М.: Химия, 1992. 192 с.
6. Кукин В.В., Горбатова А.Н. и др. Фильтрационные характеристики растворов полиакриламида. Тр. КуйбышевНИИНП, вып. 38. Куйбышев, Куйбышевкнигоиздат, 1968, с.21-33.
7. Сафин В.Г., Иманов Н.Г., Копытов Л.М. и др. Опыт проведения изоляционных работ на месторождениях НГДУ Шаимнефть. НТС, серия «Нефтепромышленное дело», 1975, №3, с.27-30.
8. Некоторые результаты применения полимерных материалов при изоляции пластовых вод. НТС, серия «Добыча». М., ВНИИОЭНГ, 1974, 44с.
9. Некоторые результаты применения полиакриламида для изоляционных работ на Арланском месторождении. Тр. БашНИПИнефть, вып. XXXI. Уфа, ОНТИ, 1972, с. 219-223. Авт.:И.Ф.Рахимкулов, М.Н.Насртдинов, Э.М.Халилов и др.

Neft quyularının sulaşmasına qarşı mübarizədə polimerlərdən istifadə S.E.Tağıyeva, M.İ.Əhmədov

Yataqların işlənməsinin son mərhələləri quyuların sulaşma səviyyəsinin davamlı artması ilə xarakterizə olunur. Hər hansı səbəbdən asılı olmayaraq baş verən sulaşma prosesi neft hasilatının əhəmiyyətli dərəcədə azalmasına və bütün əsas texniki-iqtisadi göstəricilərin pisləşməsinə gətirib çıxarır. Məqalədə polimer məhlullarının bəzi xüsusiyyətləri və onlardan istifadə zamanı su axınlarının təcrid mexanizminin tədqiqatları nəticələrinin ümumiləşdirilmiş təhlili aparılmışdır.

Azərbaycanda və digər neftçıxaran rayonlarda polimer sistemlərinin tətbiqi zamanı əldə olunmuş qənaətbəxş mədən nəticələri təhlil edilmiş və sulaşmanın təcridi işlərində onlardan istifadənin praktiki əhəmiyyəti göstərilmişdir.

Açar sözlər: sulaşma, polimerlər, poliakrilamid, gepan

Using of polymer in controlling in watering process of oil wells

S.E.Taghiyeva, M.I.Ahmadov

The final stage of field development characterized by increasing of well and layer watering. Despite of different reasons watering process leads to decreasing of oil production and all main technical-economical indices. In the article some features of polymer solutions and some results of investigation of water restriction mechanism have been investigated. It have been investigated field data during using of polymer systems in Azerbaijan and other oil recovery areas and it has been shown practical importance of their using in waterflood restriction.

Keywords: watering, polymers, polyacrylimide, gepane

УДК 665.6

**ПЛОСКО-РАДИАЛЬНОЕ СТАЦИОНАРНОЕ ДВИЖЕНИЕ
НЕСЖИМАЕМОЙ ВЯЗКО-ПЛАСТИЧНОЙ НЕФТИ ИЗ КРУГОВОЙ
НЕОДНОРОДНОЙ ЗАЛЕЖИ К СКВАЖИНЕ С ПЕРЕМЕННЫМИ
ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ**

Сафаров Эльшан Ганимат оглы

НИПИ НЕФТЕГАЗ SOCAR

sqa.419@mail.ru.

Ключевые слова: вязко-пластичная нефть, Обобщенный закон фильтрации Дарси, скорость фильтрации, дебит пропластки, закон распределения давления, градиент давления, структурная вязкость, проницаемость.

Переменные геолого-физические условия существуют как в статическом, так и в динамическом состояниях нефтяной залежи. В первом случае, разработка залежи не осуществляется, то есть флюиды в пласте остаются в покое и геолого-физические условия в зависимости от вертикальной глубины изменяются; так как с увеличением глубины, пластовая температура и пластовое давление увеличиваются; поэтому структурно-механические свойства (СМС) (структурная вязкость и предельное напряжение сдвига) вязко-пластичных нефтей уменьшаются и увеличивается проницаемость продуктивного пласта; однако, необходимо отметить, что СМС нефтей в пластовых условиях и проницаемость пласта проявляются только во втором динамическом состоянии залежи, когда осуществляется процесс ее

разработки и при этом, следует учитывать влияние этих переменных параметров. В динамическом состоянии, следует также учитывать влияние начального перепада давления и начального градиента давления (НГД).

Кроме вышесказанного, при динамическом состоянии, при движении флюида в пласте к скважине, уменьшается текущее давление, которое уменьшает плотность нефти и если на этом пути фильтрации давление падает ниже давления насыщения нефти газом, то растворенный газ выделяется из нефти и получается двухфазный фильтрационный поток; в результате этого физического явления уменьшается фазовая проницаемость по вязко-пластичной нефти. Кроме того, при выделении газа температура потока уменьшается.

Как видно из вышеизложенного, насколько сложно решение поставленной задачи с учетом влияния переменных геолого-физических условий месторождений вязко-пластичных нефтей.

В настоящей статье сделана попытка решить эту задачу с некоторыми упрощениями приближенно, которая в последующих исследованиях может

Закон фильтрации для первого верхнего пропластка имеет следующий вид:

$$v_1 = \frac{K_I}{\eta_I} \left(\frac{dP}{dr} - G_I \right), \quad (1)$$

а для второго нижнего пропластка имеет вид:

$$v_2 = \frac{K_{II}}{\eta_{II}} \left(\frac{dP}{dr} - G_{II} \right), \quad (2)$$

где K_I и K_{II} – соответственно переменные коэффициенты проницаемости первого и второго пропластков;
 η_I и η_{II} – соответственно переменные структурные вязкости

способствовать приблизиться к точному решению данной сложной задачи.

На рис.1 представлена схема системы «Круговой неоднородный пласт-скважина».

Фильтрация вязко-пластичной нефти в пласте происходит по Обобщенному закону Дарси.

Как видно из рис.1, неоднородный пласт состоит из двух пропластков разной проницаемости.

вязкопластичной нефти в пластовых условиях первого и второго пропластков;
 G_I и G_{II} – соответственно переменные начальные градиенты давления в первом и во втором пропластках.

Переменные коэффициенты проницаемости пропластков принимаются следующими образами:

$$K_I = K_1 + \frac{K_2 - K_1}{R_k - r_c} (R_k - r); \quad (3)$$

$$K_{II} = K_2 + \frac{K_3 - K_2}{R_k - r_c} (R_k - r). \quad (4)$$

$$\eta_I = \eta_1 + \frac{\eta_2 - \eta_1}{R_k - r_c} (R_k - r); \quad (5)$$

$$\eta_{II} = \eta_2 + \frac{\eta_3 - \eta_2}{R_k - r_c} (R_k - r). \quad (6)$$

Переменные начальные градиенты давления, проявленные в различных пропластках принимаются в видах:

$$G_I = G_1 + \frac{G_2 - G_1}{R_k - r_c} (R_k - r); \quad (7)$$

$$G_{II} = G_2 + \frac{G_3 - G_2}{R_k - r_c} (R_k - r). \quad (8)$$

Переменные структурные вязкости вязко-пластичной нефти в пластовых условиях различных пропластков принимаются следующими образами:

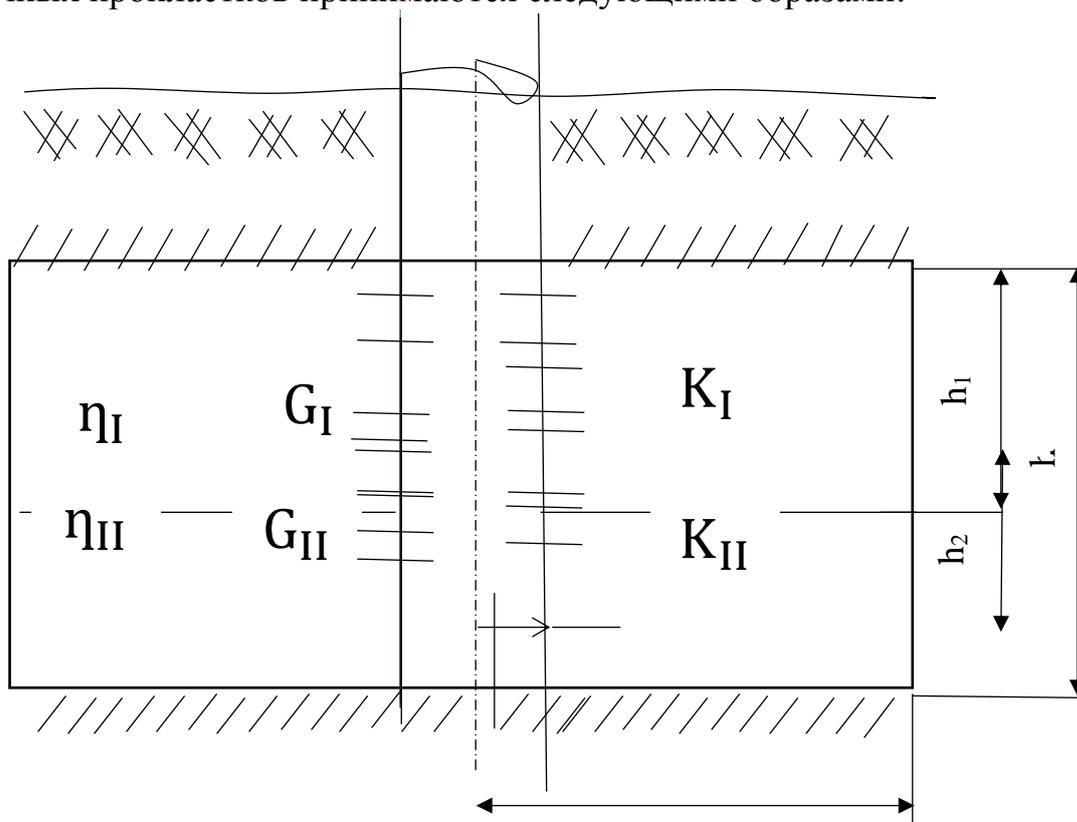


Рис.1. Схема системы «Круговой неоднородный пласт-скважина»

В формулах (3), (4), ..., (8) параметры с индексами 1 относятся к кровле верхнего пропластка; а с индексами 2 относятся к подошве верхнего пропластка, одновременно они относятся к кровле нижнего пропластка; с индексами 3 относятся к подошве нижнего пропластка.

Выводились следующие формулы для переменных скоростей фильтрации вязко-пластичной нефти в различных пропластках неоднородного пласта:

$$v_I = \frac{K_1 + \frac{K_2 - K_1}{R_k - r_c} \left[P_k - P_c - \left(G_1 + \frac{G_2 - G_1}{R_k - r_c} \right) \right] \cdot (R_k - r)^2}{\eta_1 + \left(\frac{\eta_2 - \eta_1}{R_k - r_c} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} \right) (R_k - r)r}, \quad (9)$$

$$v_{II} = \frac{K_2 + \frac{K_3 - K_2}{R_k - r_c} \left[P_k - P_c - \left(G_2 + \frac{G_3 - G_2}{R_k - r_c} \right) \right] \cdot (R_k - r)^2}{\eta_1 + \frac{\eta_3 - \eta_2}{R_k - r_c} (R_k - r) \cdot r \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (10)$$

Для упрощения дальнейших преобразований, принимали следующие обозначения:

$$\frac{K_2 - K_1}{R_k - r_c} \left[P_k - P_c - \left(G_1 + \frac{G_2 - G_1}{R_k - r_c} \right) \right] = A_1, \quad (11)$$

$$\frac{\eta_2 - \eta_1}{R_k - r_c} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} = B_1. \quad (12)$$

$$\frac{K_3 - K_2}{R_k - r_c} \left[P_k - P_c - \left(G_2 + \frac{G_3 - G_2}{R_k - r_c} \right) \right] = A_2, \quad (13)$$

$$\frac{\eta_3 - \eta_2}{R_k - r_c} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} = B_2. \quad (14)$$

С учетом этих обозначений в формулах (9) и (10), имеем:

$$v_I = \frac{K_1 + A_1(R_k - r)^2}{\eta_1 + B_1(R_k - r)r}, \quad (15)$$

$$v_{II} = \frac{K_2 + A_2(R_k - r)^2}{\eta_2 + B_2(R_k - r)r}, \quad (16)$$

Далее имеем:

$$\frac{v_I}{v_{II}} = \frac{[K_1 + A_1(R_k - r)^2][\eta_2 + B_2(R_k - r)r]}{[K_2 + A_2(R_k - r)^2][\eta_1 + B_1(R_k - r)r]}. \quad (17)$$

Площади текущих поверхностей фильтрации в различных пропластках, будут:

$$F_1 = 2\pi r h_1; \quad F_2 = 2\pi r h_2;$$

площадь текущей поверхности фильтрации всего неоднородного пласта, будет:

$$F = F_1 + F_2 = 2\pi r (h_1 + h_2) = 2\pi r h,$$

где $h = h_1 + h_2$.

Выводились следующие формулы для определения дебитов (суточных производительностей) вязко-пластичной нефти:

для первого верхнего пропластка, в виде:

$$Q_I = v_I \cdot F_1 = \frac{2\pi r h_1 [K_1 + A_1(R_k - r)^2]}{\eta_1 + B_1(R_k - r)r}, \quad (18)$$

для второго нижнего пропластка, в виде:

$$Q_{II} = v_{II} \cdot F_2 = \frac{2\pi r h_2 [K_2 + A_2(R_k - r)^2]}{\eta_2 + B_2(R_k - r)r}, \quad (19)$$

Отсюда находим дебит всего неоднородного пласта, в виде:

$$Q = Q_I + Q_{II} = 2\pi r \left\{ \frac{h_1 [K_1 + A_1(R_k - r)^2]}{\eta_1 + B_1(R_k - r)r} + \frac{h_2 [K_2 + A_2(R_k - r)^2]}{\eta_2 + B_2(R_k - r)r} \right\}. \quad (20)$$

Для законов распределения давлений в различных пропластках неоднородного пласта вязко-пластичной нефти выводились следующие выражения:

для первого верхнего пропластка, в виде:

$$P_I = P_k - \frac{(P_k - P_c) \ln \frac{R_k}{r}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} + \frac{\left[G_1 + \frac{G_2 - G_1}{R_k - r_c} (R_k - r) \right] (R_k - r_c) n \frac{R_k}{r}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} - \left[G_1 + \frac{G_2 - G_1}{R_k - r_c} (R_k - r) \right] (R_k - r), \quad (21)$$

а для второго нижнего пропластка, в виде:

$$P_{II} = P_k - \frac{(P_k - P_c) \ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} + \frac{\left[G_2 + \frac{G_3 - G_2}{R_k - r_c} (R_k - r) \right] (R_k - r_c) \ln \frac{R_k}{r}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} - \left[G_2 + \frac{G_3 - G_2}{R_k - r_c} (R_k - r) \right] (R_k - r), \quad (22)$$

Разность давлений в данных пропластках будет:

$$\Delta P = P_{II} - P_I = \frac{\left[G_2 + \frac{G_3 - G_2}{R_k - r_c} (R_k - r) \right] (R_k - r_c) \ln \frac{R_k}{r}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} - \left[G_2 + \frac{G_3 - G_2}{R_k - r_c} (R_k - r) \right] (R_k - r) - \frac{\left[G_1 + \frac{G_2 - G_1}{R_k - r_c} (R_k - r) \right] (R_k - r_c) \ln \frac{R_k}{r}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} + \left[G_1 + \frac{G_2 - G_1}{R_k - r_c} (R_k - r) \right] (R_k - r). \quad (23)$$

Из условия задачи ясно, что давление пропластков в контуре питания и на забое скважины одинаковы, а законы распределения текущего давления в этих пропластках различны, и

поэтому представляет интерес определение экстремума, то есть максимального значения разности давлений ΔP .

Для этой цели найдено производное от ΔP по r , в виде:

$$\Delta P' = \frac{d\Delta P}{dr} = \frac{1}{r} (R_k - r) - \ln \frac{R_k}{r} - 2(R_k - r). \quad (24)$$

Далее имеем:

$$(R_k - r) - r \ln \frac{R_k}{r} - 2r(R_k - r) = 0. \quad (25)$$

Решая уравнение (25) относительно r , хотя бы графическим путем можно судить о максимальном значении функции ΔP .

Здесь могут иметь место для следующих случаев: 1) существует переток вязко-пластичной нефти из одного пропластка в другой; 2) отсутствует подобный переток нефти.

Если фактическая максимальная разность давлений больше чем начальный перепад давления в одном пропластке, то

переток существует; если фактическая максимальная разность давлений меньше чем начальный перепад давления в том же пропластке, одновременно если эти значения одинаковы, то переток отсутствует.

Выводились также следующие формулы для текущих градиентов давления в дренажных зонах различных пропластков: для первого верхнего пропластка, в виде:

$$\left. \frac{dP}{dr} \right|_I = -\frac{1}{\ln \frac{R_k}{r_c}} [P_k - P_c - G_1(R_k - r_c)] \cdot \frac{1}{r} +$$

$$+ \left(\frac{G_2 - G_1}{R_k - r_c} \right) \left(\frac{1}{r} - 1 - \ln \frac{R_k}{r} \right) + 2 \left(\frac{G_2 - G_1}{R_k - r_c} \right) (R_k - r) + G_1, \quad (26)$$

для второго нижнего пропластка, в виде

$$\left. \frac{dP}{dr} \right|_{II} = -\frac{1}{\ln \frac{R_k}{r_c}} [P_k - P_c - G_2(R_k - r_c)] \cdot \frac{1}{r} +$$

$$+ \left(\frac{G_3 - G_2}{R_k - r_c} \right) \left(\frac{1}{r} - 1 - \ln \frac{R_k}{r} \right) + 2 \left(\frac{G_3 - G_2}{R_k - r_c} \right) (R_k - r) + G_2, \quad (27)$$

Как видно из формул (26) и (27), текущие градиенты давления в пропластках неоднородного пласта нелинейно зависят от пространственной координаты r и с увеличением текущего радиуса-вектора r , градиенты давления уменьшаются.

Выводы

1. Решена стационарная гидродинамическая задача о плоско-радиальной фильтрации несжимаемой вязко-пластичной нефти из круговой неоднородной залежи к скважине в сложных геолого-физических условиях, имеющих заданные линейно-переменные физические свойства.
2. Выведены формулы для основных параметров процесса фильтрации, т.е. для скоростей фильтрации в отдельных пропластках, для дебитов нефти отдельных пропластов и всего неоднородного пласта; найдены законы распределения давления и текущих градиентов давления в отдельных пропластках.
3. Предложена методика для установления наличия или отсутствия перетока вязко-пластичной нефти из одного пропластка в другой.
4. Выведена формула для определения разности текущих давлений отдельных пропластков.
5. Сделана попытка с целью определения экстремума, то есть максимального значения разности текущих давлений в пропластках.

Список литературы

1. Мамедова Г.Г., Мустафаев С.Д. «Плоско-радиальная фильтрация несжимаемой вязко-пластичной нефти в неоднородной пористой среде». Из-во «Эко-энергетика». Научно-технический журнал, 2016. № 2. С.62-70.
2. Səmədov N.Ə., Novruzova S.H., Mustafayev S.D. «Özlü-plastik neft yataqlarının işlənmə xüsusiyyətlərini nəzərə almaqla neftvermə əmsalının yüksəldirilməsi yollarına aid rəhbər sənəd». ADNSU, Bakı,-2016, 43.S.
3. Новрузова С.Г. «О повышении нефтеотдачи круговой залежи вязко-пластичной нефти с учетом геолого-физических условий ее разработки». ОАО «ВНИИОЭНГ» Москва, 2014. №2. С.23-26.

SIXILMAYAN ÖZLÜ-PLASTİK NEFTİN DAİRƏVİ QEYRİ BİRCİNS ATAQDAN QUYUYA DƏYİŞƏN GEOLOJİ-FİZİKİ ŞƏRAİTLƏRDƏ YASTI- RADIAL STASİONAR HƏRƏKƏTİ

Xülasə

Səfərov. E.Q

Məqalədə sıxılmayan özlü-plastik neftin dairəvi qeyribircins laydan quyuya yastı-radial süzülmə axını barədə stasionar hidrodinamik məsələ həll edilmişdir, özü də burada süzülmə prosesi mürəkkəb geoloji-fiziki dəyişən fiziki xassələrə malik olan şəraitlərdə baş verir.

Verilmiş qeyribircins layın təbəqələrində baş verən süzülmə proseslərinin əsas parametrləri, yəni süzülmə sürətləri, debitləri, təzyiqin səpələnməsi qanunları və təzyiq qradientləri üçün düsturlar çıxarılmışdır.

Qeyribircins layın təbəqələrindəki cari təzyiqlərin fərqi üçün düstur təqdim edilmişdir və onun ekstremumunu təyin etməyin üsulu verilmişdir və bir təbəqədən digərinə neft axınının mümkün olub olmamasını müəyyən etmək üçün üsul təklif edilmişdir. Məqalədə verilmiş düsturlar özlü-plastik neft yataqlarının işlənməsi layihəsini tərtib edəndə və işlənmə proseslərini aparanda istifadə edilməlidirlər.

Açar sözlər: özlü-plastik neft; Ümumiləşdirilmiş Darsi süzülmə qanunu, süzülmə sürəti; laycığın debiti; təzyiqin səpələnməsi qanunu; təzyiq qradienti, neftin o biri təbəqəciyə axması; başlanğıc təzyiq qradienti; struktur özlülük; keçiricilik.

PLANE-RADIAL STATIONARY MOVEMENT OF THE INCOMPRESSIBLE VISCO-PLASTIC OIL FROM THE CIRCULAR INHOMOGENEOUS DEPTH TO THE WELL WITH VARIABLE GEOLOGICAL PHYSICAL CONDITIONS SUMMARY

The stationary hydrodynamic problem of flat-radial filtration of incompressible viscous-plastic oil from a circular inhomogeneous formation to a well in a complex geological and physical conditions with specified linear-variable physical properties is solved in the article. All formulas of the main parameters of the process of the filtration in different layers of the given inhomogeneous formation are deduced. Filtration rates, oil rates, pressure distribution laws and pressure gradients in separate interlayers with different permeabilities. A formula is obtained for the difference in the current pressures of the interlayers; A procedure for determining the extremum of this difference was proposed and an attempt was made to establish whether there is a flow of viscous-plastic oil from one interlayer to another.

The article is executed on a high scientific level and has great theoretical and practical significance in the design and implementation of the development processes of these deposits.

Key words: viscoelastic oil, generalized Darcy filtration law, filtration rate, flow rate, pressure distribution law, pressure gradient, oil flow, initial pressure gradient, structural viscosity, permeability.

УДК: 605.6

О РЕГУЛИРОВАНИИ ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННО-НАСОСНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

В.Б. Ханалиев

*Азербайджанский Государственный Университет**Нефти и Промышленности*Email: yugar.khanaliyev@yahoo.com

Ключевые слова: штанговая глубинно-насосная скважина, динамический уровень жидкости, нарушение режима работы, песчаная пробка, обводнение скважины, утечка жидкости, автоматический регулятор, норма дебита скважины.

Каждая штанговая глубинно-насосная нефтяная скважина (ШГНС) имеет свой оптимальный технологический режим работы, который устанавливается в результате гидродинамического исследования её на установившихся режимах притока, то есть построением индикаторных диаграмм и регулированных кривых [1, 2, 3].

При эксплуатации ШГНС, по различным причинам этот уровень жидкости отклоняется от своего оптимального значения в сторону увеличения или в сторону уменьшения. Причинами этих нежелательных явлений могут быть:

- интенсивное пескопроявление;
- обводнение продукции ШГНС;
- отложение парафиновых кристаллов на внутренних стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) и на поверхности колонны штанг;

- накопление тяжелых фракций (смола, парафинов и асфальтенов) в призабойной зоне пласта;

- отложение солей на внутренних стенках НКТ и на поверхности колонны штанг;

- засорение перфорационных отверстий забойного фильтра;

- утечки жидкости через кольцевой зазор между плунжером и цилиндром насоса;

- утечки жидкости через всасывающий и нагнетательный клапаны насоса;

- утечки жидкости через резьбовые соединения НКТ;

- утечки жидкости через образовавшиеся отверстия на НКТ;

- увеличение проницаемости призабойной зоны пласта в результате выноса большого количества песка;

- кислотная обработка призабойной зоны пласта;

- термокислотная обработка призабойной зоны пласта;
- гидродинамический разрыв пласта;
- крепление песков призабойной зоны пласта;
- применение различных комбинаций методов воздействия на призабойную зону пласта и т.д.

При интенсивном пескопроявлении часто образуется на забое скважины песчаная пробка, которая увеличивает местное гидравлическое сопротивление в скважине; увеличивается забойное давление под песчаной пробки, уменьшается депрессия и дебит скважины; ввиду того что, насос продолжает откачивать жидкость со скважины, динамический уровень жидкости под песчаной пробки падает ниже своего оптимального значения.

Возвращение уровня на свое оптимальное положение возможно только промывкой образовавшейся песчаной пробки. А промывка песчаной пробки является большим технологическим процессом, выполняемым бригадой подземного ремонта с использованием соответствующих оборудования и агрегатов. Как видно, здесь регулирование динамического уровня жидкости осуществляется не автоматически а вручную, т.е. в настоящее время отсутствуем какой-нибудь универсальный автоматический регулятор для этой проблемы.

В случаях различных отложений в скважинах, возникает аналогичная картина.

Например, в одной скважине НГДУ «Гум адасы», обводившейся пластовым водами двух различных пластов образовались такие твердые отложения солей, для их очистки требовалось фрезерование внутренних стенок подземных труб.

Призабойная зона засоренная тяжелыми фракциями нефти очищается только методом термо-кислотой обработки, которая является сложным технологическим процессом.

Все виды утечки жидкости, встречающиеся при эксплуатации в ШГНС-ах уменьшают дебит скважины, т.е. понижают динамический уровень жидкости. Возвращение уровня оптимальному положению в скважине требует ликвидировать эти утечки. Это тоже не является простым вопросом; здесь также выполняется сложное ручное регулирование уровня.

Когда коллектор состоит из рыхлых песчаников, выносятся из призабойной зоны пласта большое количество песка, проницаемость увеличивается и динамический уровень повышаясь отклоняется от своего оптимального положения. С целью его регулирования следует применять соответствующее мероприятие, не являющееся простым.

Во всех выше отмеченных методах воздействия на призабойную зону пласта производительность

ШГНС увеличивается, т.е. понижается динамический уровень жидкости и как известно добывать нефть больше установленной нормы нельзя допускать; при этом эксплуатационная колонна может получить различные виды деформации и за короткое время скважина потребует различные виды сложных капитальных ремонтов.

Вообще скважина дорогостоящий объект исследования; её эксплуатировать с дебитом больше чем норма дебита нельзя; она может выйти со строя за короткое время. В зависимости от глубины скважины стоимость её изменяется, выражается миллионами манат и она должно служить нефтедобытчикам 100-150 лет.

Нефтяную скважину эксплуатировать с дебитом меньше чем ее норма дебита также нельзя так как при этом добыча нефти и газа уменьшится.

ШГНС имеет самую высокую долговечность, её можно эксплуатировать до конца разработки нефтяных месторождений. Также скважины, в основном используется в старых истощенных нефтяных месторождения. Несмотря на то что, большинство этих скважин является малодебитными, около 50%-ов всей добычи нефти в мире добываются этими скважинами. Имеются также высокодебитные ШГНС; с их помощью можно подпитать нефть из глубины 4000 м с дебитом 400 т/сут.

При обводнении продукции ШГНС, из пласта в скважину

начинает поступать также пластовая вода, поэтому динамический столб жидкости в скважине состоит из нефти и воды; это повышает динамическое забойное давление и понижает динамический уровень в скважине.

В обводившихся ШГНС-ах необходимо установить новый оптимальный режим.

Как видно из выше изложенного, эксплуатация нефтяных скважин штанговым глубинно-насосным способом имеет большое значение на промысловой практике и требует своевременное регулирование динамического уровня жидкости при каждом его отклонении от своего оптимального значения, притом здесь следует отметить что, хорошо было бы вести это регулирование автоматически.

Выше показаны, для примера, 16 случаев отклонений динамического уровня жидкости от своего оптимального значения. Но, в одной скважине одновременно не может возникнуть такое количество отклонений уровня от своего оптимального положения, вероятность такого явления очень мала. Одновременно могут быть два-три случая подобных отклонений.

Следует отметить что, если имеет место только два отклонения, то для автоматического регулирования требуется создать и применять два самостоятельного автоматического регулятора. Невозможно создать один универсальный автоматический

регулятор, который регулировал бы одновременно два различного параметра. Так как регулятор одного параметра имеет замкнутую систему и действие одного элемента на другой элемент в этой системе происходит только в одном направлении или по часовой стрелке или обратно часовой стрелки.

Необходимо отметить что, из изложенного понятно, невозможно создать автоматический регулятор, который мог бы автоматически регулировать динамический уровень жидкости в ШГНС-ах. С другой стороны, при этом нельзя рассматривать только один параметр т.е. динамический уровень жидкости в скважине; потому что, он также связан со следующими важными параметрами эксплуатации ШГНС: 1) статический уровень жидкости в скважине; 2) глубина подвески насоса; 3) глубина погружения насоса под динамический уровень жидкости в скважине.

Положение статического уровня зависит от значения пластового давления по данной скважине. Значение подвески, то есть глубина спуска насоса в скважине зависит от значения оптимального динамического уровня жидкости. В пескопроявляющих ШГНС-ах на прием насоса соединяется труба меньшего диаметра с длиной 20-30 м, которая имеет меньшую площадь поперечного сечения и создает высокую скорость подъема жидкости и устраняет оседание песка на забой;

здесь приемом насоса считается башмак этой трубы.

Расстояние от оптимального динамического уровня жидкости в скважине до приема насоса называется глубиной погружения насоса под динамический уровень жидкости. Этот параметр эксплуатации скважины выбирается в зависимости от значения газового фактора данного месторождения. В низких и средних газовых факторах он принимается 30-40 м; а при высоких газовых факторах берется 100-150 м.

Известно что, скважина когда заканчивает свою работу компрессорным способом, ее переводят на насосному способу эксплуатации и для нее устанавливают новый оптимальный режим работы. Для этого, демонтируют устьевое фонтанное оборудование и монтируют какой-нибудь санок-качалка (временно) и спускают в скважину какой-нибудь штанговый глубинный плунжерный насос. Исследуют скважину гидродинамическим методом на стационарных режимах притока, снимают индикаторные диаграммы и регулировочные кривые, определяют норму дебита и допустимое забойное давление, которые характеризуют оптимальный режим работы скважины; затем из диаграммы Адонина выбирают тип станка-качалки и диаметр насоса, которые должны работать в данной скважине при оптимальном режиме ее работы. После оборудования скважины

выбранными наземными и подземными устройствами пустят её в эксплуатацию и со временем эксплуатации своевременно регулируют вручную (т.е. проводят необходимые ремонты) динамический уровень жидкости в скважине.

Необходимо отметить что, после проведения каждого способа воздействия на призабойную зону пласта, требуется установить новый оптимальный технологический режим работы и при необходимости регулировать новый оптимальный

динамический уровень жидкости в скважине.

Учитывая допустимое забойное давление, удельный вес газожидкостной смеси в скважине и глубину данный скважины определяют высоту столба жидкости в скважине; вычитывая от глубины скважины высоту столба жидкости определяют глубину оптимального динамического уровня жидкости в скважине. После этого, учитывая значение глубины погружения насоса под динамический уровень жидкости устанавливают точную подвеску колонны НКТ.

ВЫВОДЫ

1. В статье, проведя подробный анализ нефтепромысловых данных, показаны многочисленные случаи нарушения оптимального режима работы штанговых глубинно-насосных нефтяных скважин и изложены причины возникновения этих нежелательных осложнений.

2. При таких нарушениях, динамический уровень жидкости оптимального технологического режима работы скважины отклоняется от своего положения на несколько метров, притом в зависимости от характера приходящегося явления, отклонения бывают в сторону увеличения или в сторону уменьшения.

3. Выявлено что, при удалении уровня жидкости в сторону уменьшения, дебит скважины становится больше чем норма дебита; работа скважины при таких режимах, может привести к различным деформациям эксплуатационной колонны, которые могут привести к выходу скважины со строя. При удалении уровня в сторону увеличения это приводит к снижению дебита нефти от нормы дебита; нельзя допускать также такой вид нарушения, так как при этом добыча нефти сокращается.

4. Во всех таких случаях нарушения оптимального режима работы скважины следует регулировать уровень жидкости, т.е. возвращать уровень своему оптимальному положению. Хорошо было бы выполнять этот процесс с помощью автоматических регуляторов. К сожалению при современном уровне развития промышленной науки и техники пока не созданы такие автоматические регуляторы. Поэтому процесс регулирования уровня жидкости осуществляется вручную.

5. При интенсификации добычи нефти и газа, когда выполняются способы воздействия на призабойную зону пласта, тогда проницаемость пласта вокруг скважины повышается; это требует установить в скважине новый оптимальный технологический режим работы и её эксплуатируют при новом оптимальном

динамическом уровне; при необходимости этот новый тоже регулируется ручным способом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Муравьев И.М. и др. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Москва «Недра», 1970, 304 с. (259-304)
2. Шуров В.И. «Технология и техника добычи нефти», Москва из-во «Недра» 1983, 417 с. (350-417)
3. «Справочник по добыче нефти», II том, Гостоптехиздат, Москва, 1959, 351 с. (181-351)

ŞTANQLI DƏRİNLİK NASOS NEFT QUYULARINDA DİNAMİK MAYE SƏVİYYƏSİNİN TƏNZİMLƏNMƏLƏRİ HAQQINDA

V.B.Xanəliyev

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

XÜLASƏ

Verilmiş məqalədə neftmədən verilənləri ətraflı təhlil edilmiş, mayenin optimal dinamik səviyyəsinin öz qiymətindən çoxsaylı uzaqlaşması halları göstərilmiş və bu mürəkkəbləşmələrin və nasazlıqların yaranması səbəbi izah edilmişdir. Ştanqlı dərinlik nasos neft quyularında belə pozulmalar zamanı mayenin optimal dinamik səviyyəsi öz qiymətindən bir neçə metr uzaqlaşır, özü də baş verən fiziki hadisənin xarakterindən asılı olaraq bu uzaqlaşmalar ya çoxalmağa doğru, yaxud da azalmağa doğru baş verir.

Aydın ki, maye səviyyəsi azalmağa doğru uzaqlaşanda quyunun neft debiti onun normasından böyük olur, hansı ki, hidrodinamik tədqiqatlar yolu ilə müəyyən edilir. Quyunun bu rejimdəki işi yol verilməzdir, çünki o istismar kəmərinin müxtəlif növ deformasiyalara məruz qoyur və quyuyu vaxtından qabaq sıradan çıxır.

Səviyyənin artmağa doğru uzaqlaşması quyunun debitini azaldaraq debit normasından aşağı salır. Bu növ pozulmaya da yol vermək olmaz, bu halda quyuyu normal işləyir, lakin neft hasilatında xeyli ixtisar olur.

Quyunun optimal iş rejiminin bütün belə hallarında ləngimədən maye səviyyəsini tənzimləmək lazımdır, yəni dinamik səviyyəni əvvəlki optimal vəziyyətinə qaytarmaq lazımdır. Yaxşı olardı ki, bu proses avtomatik yolla tənzimləyicilərin köməyi ilə icra edilsin. Təəssüf ki, neftmədən elminin və texnikasının müasir inkişaf səviyyəsi hələlik belə avtomatik tənzimləyiciləri yaratmağa imkan verməmişdir. Ona görə də dinamik səviyyə əllə tənzimlənir.

Neft və qaz hasilatının intensivləşdirilməsi zamanı layın quyudibi zonasına təsir üsullarını yerinə yetirəndə, quyuyu ətrafı zonada layın keçiriciliyi artır ki, bu da quyuya yeni optimal iş rejiminin qurulmasını tələb edir və onun istismarı yeni rejimdə aparılır və səviyyənin tənzimlənməsi yuxarıda şərh edilmiş qaydalarla icra edilir, yəni əllə tənzimlənərək yerinə yetirilir.

Açar sözlər: ştanqlı dərinlik nasos quyusu, mayenin dinamik səviyyəsi, iş rejiminin pozulması, qum tıxacı, quyunun sulaşması, mayenin sızması, avtomatik tənzimləyici, əllə tənzimləmə, quyunun debit norması.

ON REGULATIONS OF DYNAMIC LEVEL OF LIQUID IN SUCKER ROD DOWNHOLE PUMP OIL WELLS

V.B. Khanaliyev

Azerbaijan State Oil and Industry University

SUMMARY

In this article oil-field data were in detail analyzed, numerous cases of a deviation of optimum dynamic level of liquid from the value are shown and the causes of these undesirable complications and malfunctions are explained. At similar violations in the sucker rod downhole pump oil wells, the optimum dynamic level of liquid deviates the situation on several meters, besides depending on character of the occurred physical phenomenon, these deviations happen either towards increase or towards reduction.

It is obvious that, during removal of level of liquid towards reduction, the output of oil of the well happens more than the norm of an output established by hydrodynamic researches, and work of the well at such modes is inadmissible as she can lead to different types of deformation of an operational column which can lead to an exit from a well system. During removal of level towards increase, the output of oil of the well becomes less than norm of an output; it is impossible to allow as well this type of violation; at the same time the well works normally and doesn't leave from a system, however at it violation of the mode oil production is considerably reduced.

In all such cases of violation of an optimum operating mode of the well, without being late it is necessary to regulate liquid level, that is to return level to the optimum situation. It would be good to carry out this process automatically, that is by means of automatic regulators.

Unfortunately at the modern level of development of trade science and technology and at lag of automation of trade technological processes such automatic regulators of dynamic level of liquid in pump oil wells aren't created yet. Therefore process of regulation of level of liquid is carried out manually.

At an intensification of oil and gas production when ways of influence on bottomhole a layer zone are applied, then the permeability of layer around the well increases, and it demands to set a new optimum operating mode and its in the well operate at new optimum dynamic level, it is regulated in the manual way too.

Keywords: sucker rod downhole pump well, dynamic level of liquid, violation of an operating mode, sandy stopper, flood of the well, liquid leak, automatic regulator, manual regulation, norm of an output of the well.

УДК 678.734.22

СИНТЕЗ И СВОЙСТВА АРОМАТИЧЕСКИХ ЭФИРОВ НА ОСНОВЕ ЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ, НАФТЕНОВЫХ И БЕНЗОЙНЫХ КИСЛОТ В ПРИСУТСТВИИ ИОННО-ЖИДКОСТНОГО КАТАЛИЗАТОРА

Мустафаев С.А. Фарзанех Х.Ф.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности
E-mail: human_farzaneh@mail.ru

Синтезированы сложные диэфиры на основе этиленгликоля природных нафтеновых и бензойных кислот (бензойной, р-амин-, м-бром – бензойной кислоты) в присутствии ионно-жидкостного катализатора (пиперидин гидросульфат). Изучены их физико-химические свойства. Испытания диэфира – бензоат нафтенов этиленгликоля в качестве пластификатора в ПВХ смолы, показали, что они вполне могут заменить промышленный пластификатор диоктилфталата (ДОФ). Установлено, что их применение повышает предел прочности при растяжении пластика по сравнению с ДОФ.

Ключевые слова: природные нафтеновые кислоты, сложные эфиры, смешанные эфиры, ионная жидкость, бензойные кислоты, этиленхлоргидрин.

Среди производных нафтеновых кислот сложные эфиры обладают ценными органическими свойствами. Они могут успешно применяться в качестве пластификаторов полимерных материалов, растворителей, синтетических смазочных масел с высокими эксплуатационными свойствами, модификаторов для полимерных материалов, ингибиторов коррозии и ряда других веществ. Область применения эфиров нафтеновых кислот этим не ограничивается, диапазон их применения с развитием нефтехимического синтеза может еще более расширяться, вступив в новый этап развития [1-8].

Для развития этого направления весьма перспективным представляются синтез и исследование физико-химических свойств смешанных эфиров на основе β -оксиэтиловых эфиров нафтеновых и бензойных кислот в присутствии ионно-жидкостного катализатора.

В качестве сырья для исследования были взяты нафтеновые кислоты, выделенные из керосиновых щелочных отходов. Физико-химические свойства выделенных сырых нафтеновых кислот:

кислотное число сырых нафтеновых кислот -255,6 мг КОН /г;
содержание не омыляемых - 4,5% (мас.);

содержание чистых нафтеновых
 Нафтеновые кислоты
 предварительно были очищены от
 неомыляемых по способу,
 разработанному нами [9],
 характеристики которых
 представлена ниже:

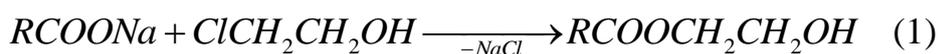
$T_{\text{кип.}}=80-208^{\circ}\text{C}/0,27 \text{ кПа}$, $n_d^{20}=1,4592$

; $\rho_4^{20}=954,4 \text{ кг/м}^3$, к.ч.265,5 мг

КОН/г

С целью получения смешанных
 эфиров на основе этиленгликоля

Реакция этерификации нафтеновых кислот с этиленхлоргидрином
 проводилась по:



где R- нафтеновый радикал.

Методика получения β -
 оксиэтилового эфира нафтеновых
 кислот сводилась к следующему:
 реакцию проводили в трехгорлой
 колбе, снабженной механической
 мешалкой, обратным холодильником,
 термометром и капельной воронкой.

В реакционную колбу
 помешали соответствующие
 количества нафтеновых кислот и
 40%-ный водный раствор щелочи
 NaOH.

При интенсивном
 перемешивании реакционную массу
 нагревали до температуры 95°C куда
 подавали по каплям
 свежеперегнаный
 этиленхлоргидрин с избытком
 (против стехиометрического
 количества 1,2 моля на 1 моль
 нафтенатов натрия).

кислот -95,2% (мас.).

нафтеновых и ароматических
 кислот, нами предварительно
 проведен синтез β -оксиэтиловых
 эфиров нафтеновых кислот.

Исходным компонентом
 является свежеперегнаный
 этиленхлор-гидрин, со следующими
 физико-химическими свойствами:

$T_{\text{кип.}}=128-131^{\circ}\text{C}$, $n_d^{20}=1,4916$;

$\rho_4^{20}=1200 \text{ кг/м}^3$, к.ч. 0,5 мг КОН/г

Образование два слоя в
 реакционной колбе: верхнего
 эфирного и нижнего - водного слоя
 свидетельствовало об окончании
 реакции. Продолжительность реакции
 составляла 5-6 часов. Верхний
 эфирный слой отделялся от нижнего
 водного слоя в делительной воронке,
 промывался водой до исчезновения
 ионов натрия, затем высушивали
 сульфатом натрия. Полученный
 эфирный слой подвергался
 вакуумной перегонке. Были
 определены физико-химические
 константы, синтезированных эфиров
 β -оксиэтилафтената. Полученные
 результаты приведены ниже:

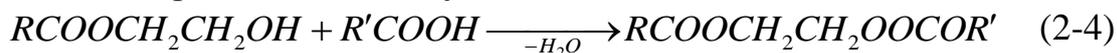
$T_{\text{кип.}}=140-240^{\circ}\text{C}/0,37 \text{ кПа}$,

$n_d^{20}=1,4740$; $\rho_4^{20}=976,3 \text{ кг/м}^3$, к.ч.
 0,5 мг КОН/г

Элементный состав, %: C=78,8;
H=12,2; O=0,82

Синтезированные β -
оксиэтиловые эфиры нафтеновых
кислот подвергались этерификации с
бензойной, *p*-аминобензойной и *m*-

Реакция протекала по следующей схеме:



где R – нафтеновый радикал



Реакцию этерификации β -
оксиэтиловых эфиров нафтеновых
кислот с бензойными кислотами
проводили следующим образом: в
тригорловую колбу помешали
соответствующие количества β -
оксиэтилового эфира нафтеновых
кислот (0,22 моль) и бензойной
кислоты (0,2 моль) и ионно-
жидкостной катализатор - пиперидин
гидросульфат $[C_6H_{10}HN^+H]HSO_4^-$,
взятый в количестве 5% от массы
кислоты и 100 мл
азеотропобразующего растворителя –
толуола. Интенсивным
перемешиванием и нагревом
содержимого в колбе температуру
поднимали до 110°C, до полного
удаления образующейся
реакционной воды.

Во всех проведенных опытах,
независимо об условий
продолжительность реакции
этерификации проводили до
наступления равновесного
состояния, критерием которого
являлось постоянство кислотного
числа.

бромбензойной кислотами в
присутствии ионно-жидкостного
катализатора - пиперидин
гидросульфата $[C_6H_{10}HN^+H]HSO_4^-$.

По окончании реакции
реакционную смесь нейтрализовали
слабым водным раствором (1%-ным)
триэтанолamina, т.к. он является
слабым основанием и не разлагается
в полученном эфире.

Далее после перегонки
азеотропобразующего растворителя
при атмосферном давлении,
полученные эфиры подвергались
вакуумной перегонке. Выход
полученных эфиров составляет 75-
85% (мас.) в зависимости от состава
и свойства бензоат β -
оксиэтилнафтенатов. Это
маслянистые жидкости соломенного
цвета со слабым специфическим
запахом.

Физико-химические свойства
диэфиров, синтезированных на
основе β -оксиэтиловых эфиров
нафтеновых и ароматических кислот
приведены в таблице 1.

Строение полученных диэфиров
(2), бензоат-нафтенаты этиленгликоля
подтверждается ИК-спектрами. В
ИК-спектрах обнаружены полосы
поглощения в области 710 см⁻¹
монозамещенного бензольного
кольца, 1110, 1173, 1271 см⁻¹

характерного для С-О-С связи, 1723 см^{-1} сложноэфирной группы, 1314, 1377, 1452, 2855 и 2923, 2952 см^{-1} полосы относятся к деформационным колебаниям и валентным колебаниям CH_3 - и CH_2 -группы, а полосы поглощения в области 1584, 1603 см^{-1} относятся к бензольным кольцам.

В ИК-спектрах эфиров (3) наблюдаются аналогичные полосы поглощения как в ИК-спектрах эфиров (2). Кроме того, обнаружены

полосы поглощения 493, 576 см^{-1} особенно характерные для связи С-Br.

Синтезированным эфирам были сняты ИК-спектры на спектрометре «Bruker» фирмы «ALPHA» IQ FURYE.

Полученный диэфир - бензоат - этиленгликоля- β оксиэтилнафтенаты прошли испытания в качестве пластификатора для поливинилхлоридной смолы (ПВХ) [10,11]

Таб.1.

Физико-химические свойства диэфиров этиленгликоля

Наименование показателя	Диэфиры этиленгликоля		
	Бензоат β -оксиэтил-нафтенаты	p-аминобензоат β -оксиэтил-нафтенаты	m-бромбензоат β -оксиэтил-нафтенаты
Пределы выкипания, °C/кПа	250 – 330 / 0,4kPa	220 – 292 / 0,27kPa	226 – 298 / 0,37kPa
Выход, %(мас.)	85,0	78,2	75,0
Плотность при ρ_4^{20} , кг/м ³	959,4	929,4	1030
Показатель преломления n_D^{20}	1,4781	1,4610	1,4921
Число омыления, мг КОН/г	295,5	290,5	200,0
Массовая доля летучих веществ при 100°C за 6 часов,	0,15	0,2	0,13
Кислотное число, мг КОН/°C	0,70	0,60	0,70
Температура застывания, °C	-55	-46	-53
Удельное объемное электрическое сопротивление, Ом·см	$9,0 \cdot 10^{10}$	$10 \cdot 10^{10}$	$8 \cdot 10^{10}$
Температура вспышки, °C	210	205	208

Испытание проводилось следующим образом: сначала была изучена степень совместимости поливинилхлоридной (ПВХ) смолы (С-66) с испытуемым эфиром. С этой

целью нами приготовлены разные композиции, состоящие из 100 м.ч. смолы ПВХ, 30-70 м.ч. эфира и 2 м.ч. стабилизатора (цинк стеарата).

Для установления пригодности испытуемого эфира в качестве пластификатора, и сравнения были приготовлены такие же композиции с известным промышленным пластификатором диоктилфталатом (ДОФ) [12,13]. Приготовленные образцы выдерживали в термостате при разных температурах: 65, 75, 85^oC в течении 5-6 часов. Установлено, что время полного растворения испытуемого эфира при 75^oC составляет всего 6 часов и его оптимальное количество в образце составляет 40 м.ч. Из готовых композиций при температуре 135-150^oC и в течении 15 минут в микровальцовке были приготовлены образцы стандартных толщинах и

установлены их некоторые свойства под давлением 150 кг/см². В полученном пластикате треск и изменение цвета не наблюдались. Поверхность полученного пластификата была ровная и в шлифованной форме.

Физико-химические показатели, полученного пластиката приведены в таблице 2.

Повышенное относительное удлинение пластиката объясняется присутствием в составе двух активных групп, т.к. бензольный радикал является электрофильным и еще больше увеличивает полярность молекулы и соответственно относительное удлинение испытуемого пластиката.

Таблица 2.

Физико-механические показатели пластиката

Название пластификатора	Средняя толщина, мм	Прочность разрыва, МПа	Относительное удлинение		Остаточная деформация, мм
			мм	%	
1.Диоктилфталат(ДОФ)	1,327	13,44	95	205	9,5
2.Диэфир этиленгликоля (бензоат β-оксиэтил-нафтенаты)	1,331	14,89	130,5	259	12,0

Из данных таблицы 2 видно, что предел прочности разрыва пластиката испытуемого эфира выше и составляет 12,87 кг, против 11,47 кг диоктилфталата.

Таким образом, синтезированные нами диэфиры бензоат нафтеновый эфир

этиленгликоля вполне может заменить известный промышленный пластификатор ДОФ, т.к. по некоторым физико-механическим свойствам превосходит его и кроме того, они получаются из доступного и дешевого сырья – отходов НПЗ

ЛИТЕРАТУРА

1. Наметкин Н.С., Егорова В.Х., Хамаев В.Х., Нафтенновые кислоты и продукты их химической переработки . М.: Химия, 1982. 119 с.
2. Iskəndərova S.A., Sədiyeva N.F., Zeynalov E.B., Nuriyev L.H., Ağayev B.K., salmanova C.Q., Quliyeva E.H., Əliyeva S.Q. Neft turşularının monoetilenqlikol efirlərinin alınmasında müxtəlif modifikasiyalı nano – TiO₂ katalizatorlarının aktivliyinin tədqiqi. //Azərbaycan neft təsərrüfatı// № 4, s. 34-38.
3. Зейналов С.Б. Эфиры алициклического ряда. Баку, Элм, 1996, 212 с.
4. Пат. 2145594 (Россия). Способ получения синтетической олифы на основе нафтенновых кислот. Шкрядо Ю.В. - Оpubл. в РЖХим., 2000, 008-19 н 82 п.
5. Кемалов Р.А., Зайдиллин Н.М., Кемалов А.Ф., Валиев Д.З., Ахметзянова В. Р. Синтез сложноэфирных соединений для регулирования низкотемпературных свойств дизельных топлив. Нефтегазопереработка. Материалы междунар. Научно-практич. Конф. Уфа, 26 мая 2010, УФА ИНХП АН РБ, с 116-117.
6. Заявка. 10141830 (Германия). Способ получения бензиловых эфиров карбоновых кислот. Bayer A.G., Ooms P., Schenko B., Sturmman M. – Оpubл. в РЖХим., 2004, 04.11-19н.96 п.
7. Lower Edqar S. Нафтенновая кислота // Spec. chem.1989, 9, № 2 , с.150, 153-156; РЖХим., 1989, 20у 214.
8. P.M.Kərimov, O.M.Əskərova, B.K.Ağayev, C.Q. Salmanova, N.Ə.Məmmədova, H.F. Farzaneh Neft – kimya prosesləri institutu, Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti Nano – TiO₂ (PC-500) və ion- maye katalizatorunun iştirakı ilə təbiib neft turşusu əsasında benzyl efirinin sintezi və tədqiqi // Azərbaycan neft təsərrüfatı// № 6, s. 40-43. 2016.
9. Мустафаев С.А. Разработка способов получения очищенных нафтенновых кислот из щелочных отходов с одновременной регенерацией едкого натра. // Азербайджанское нефтяное хозяйство, № 6, 2002, 34-41 с.
10. Велиев М.Г., Мустафаев С.А., Мамедова Н.А. Синтез и свойства ацетиленовых эфиров нефтяных нафтенновых кислот. // Азербайджанский химический журнал, 2004, № 4, с. 63-69.
- 11.Зейналов Э.Б., Садиева Н.Ф., Искендерова С.А., Агаев Б.К. Новые пластификаторы для поливинилхлорида // Пластические массы, 2011 №2, с.53-55.
- 12.Zeynalov E. B., Maherramova Sh. N., Sadiyeva N.F.//New softeners for polivinilghloride materials Testing Germany –Berlin/ (4) V.54, pp 246-248 2012
- 13.Мустафаев С.А. Ненасыщенные и голоидсодержащие эфиры нефтяных нафтенновых кислот. // Азербайджанский химический журнал, 2000, № 4, с. 103-110.

Production of aromatic esters on base of β -oxiethylnaphthenates and benzoic acids in presence of ion-liqued catalysts
Mustafayev S.A., Farzanech Kh.F

The diethers on base of β -oxiethyl esters of natural naphthene and benzoic acids (benzoic, p-amin and m-bromine-benzoic) in presence of ion-liquid catalyst (piperidine hydrosulphate) have been received. Their physico-chemical properties have been studied. The tests of diethyl-benzonate naphthenate of ethylene glycol as plasticizers in PVC tar shown, that it can fully to replace the industrial plasticizer dioktyl phthalate (DOPh). It have been determined that their industry use increase the stability limit by strain of plasticate of comparison with DOPh.

Ion-maye katalizatorlarının iştirakı ilə etilenqlikol, naften və benzoic turşuları əsasında aromatik efirlərin sintezi və xassələri.

S.A. Mustafayev, X.F. Farzanex

Təbii naften və benzoic turşuları əsasında aromatik efirlər sintez olunmuş və onların fiziki-kimyəvi xassələri tədqiq olunmuşdur. Katalizator kimi ion-maye piperedin hidrosulfat istifadə olunmuşdur. Təyin olunmuşdur ki, alınmış aromatik efirdən plastikləşdirici kimi polimer sənayesində istifadə etmək olar. Dioksilftalata nisbətən diefir benzoat naftenatlardan polivinil xloridin plastikləşdirilməsində istifadə etməklə alınan plastifikatın qırılmada möhkəmlik həddini artırmaq olar

THE SENSITIVITY OF ARCTIC SOILS COLONIZERS TO FUTURE CLIMATE CHANGE

Kamila Jafarli

AGISA

Keywords : led , ecology , climate , Arctic , warming , zagrzenie

When spring arrives in the Arctic, both snow and sea ice melt, forming melt ponds on the surface of the sea ice. Every year, as global warming increases, there are more and larger melt ponds. Arctic sea ice has hit a record low for the third year in a row. It's the paltriest maximum extent seen since recordkeeping began in 1979, scientists at NASA and the National Snow and Ice Data Center

Melt ponds provide more light and heat for the ice and the underlying water, but now it turns out that they may also have a more direct and potentially important influence on life in the Arctic waters.

Total sea ice cover on the Arctic Ocean satellite observations show, reaching a total area of 14.42 million square kilometers. That's around 100,000 square kilometers smaller than the previous record, a statistical tie between 2015 and 2016, and 1.22 million square kilometers smaller than the 1981 to 2010 average.

Unusually warm autumn and winter temperatures, including a series of extreme winter heat waves, are largely responsible for capping the Arctic sea ice extent this year. Satellite observations also showed that this winter's ice cover is slightly thinner than in recent years. Together, the meager

maximum extent and thin ice could spell trouble for this year's minimum sea ice extent, expected during September.

Shrinking Arctic ice could hasten warming, spread pollution, allow previously isolated species to mingle and open new shipping routes.

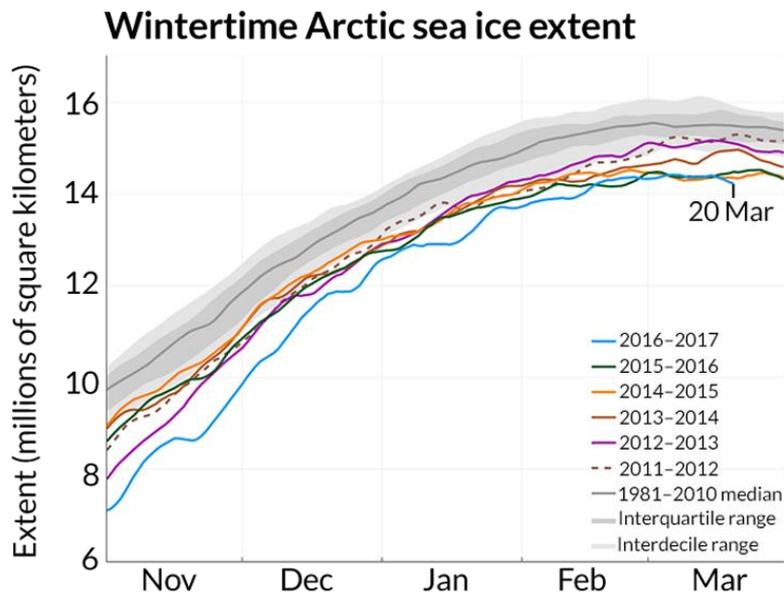
Own little ecosystems

The melt ponds can form their own little ecosystem. When all the sea ice melts during the summer, algae and other organisms from melt ponds are released into the surrounding seawater. Some of this food is immediately ingested by creatures living high up in the water column. Other food sinks to the bottom and gets eaten by seabed dwellers.

- Given that larger and larger areas of melt ponds are being formed in the Arctic, we can expect the release of more and more food for creatures in the polar sea.

Food for seals and sea cucumbers

In the upper part of the water column it is mainly krill and copepods that benefit from the nutrient-rich algae and bacteria from melt ponds. These creatures are eaten by various larger animals, ranging from amphipods to fish, seals and whales. Deeper down, it is seabed dwellers such as sea cucumbers and brittle stars that benefit from the algae that sink down.



For some time now, researchers have been aware that simple biological organisms can evolve in melt ponds -- they may even support very diverse communities. But so far it has been unclear why sometimes there are many organisms in the ponds, and on other occasions virtually none.

According to the new study, 'nutrients' is the keyword. When nutrients such as phosphorus and nitrogen find their way into a melt pond, entire communities of algae and micro-organisms can flourish.

From the Siberian tundra

Nutrients can find their way into a melt pond in a variety of ways. For example, they can be washed in with waves of sea water; they can be

Warmer and more windy

There are further factors that may potentially contribute to increased productivity in the Arctic seas:

- When the sea ice disappears, light can penetrate down into the water.

transported by dust storms from the mainland (for example, from the Siberian tundra); or they can be washed with earth from the coast out on the ice, when it rains.

Finally, migratory birds or other larger animals resting on the ice can leave behind sources of nutrient.

- Climate change is accompanied by more storms and more precipitation, and we must expect that more nutrients will be released from the surroundings into the melt ponds. These conditions, plus the fact that the distribution of areas of melt ponds is increasing, can contribute to increased productivity in plant and animal life in the Arctic seas
- When it gets warmer on the mainland, this creates more melt water, which can flow out into the sea, carrying nutrients in its wake.

✓ **What the researchers did**

Six melt ponds in Young Sound in North-Eastern Greenland were selected: two natural and four artificial basins. Phosphorous and nitrogen (nutrients, which are also known from common garden fertilizer) were added in various combinations to four ponds, while two served as control ponds. For a period of up to 13 days some scientists measured many different parameters in the melt water, including the content of Chlorophyll a: a pigment that enables algae to absorb energy from light. The chlorophyll content of the phosphorus- and nitrogen-enriched ponds was 2 to 10 times higher than in the control ponds

Most believe that human activity, in particular the burning of fossil fuels and the resulting buildup of greenhouse gases in the atmosphere, have influenced this warming trend.

In the past decade scientists have documented record-high average annual surface temperatures and have been observing other signs of change all over the planet: in the distribution of ice, and in the salinity, levels, and temperatures of the oceans.

3 ways how we can save the Arctic ice

1. Pay more attention

What we measure, we value. Research shows that the things we monitor, we care more about and try to adapt our behavior. Just like fitness geeks who train harder when they have an app that monitors their daily lifestyle, Arctic change can be monitored on a daily basis by satellite, with publicly available data (if you know where to look).

2. Demand action

and testifies to an increased content of algae.

✓ This is why the number of melt ponds is on the rise

Global warming is melting more and more sea ice, potentially forming an increasing number of melt ponds. NASA satellites have just measured the smallest ever distribution of sea ice in the Arctic. The melt ponds make the ice darker, so it absorbs, rather than reflects light and thereby it heats. This accelerates the melting process. Satellite photos show that areas with melt ponds are getting bigger each year.

Watching the ice melt more closely won't make it melt any slower on its own. Cumulative emissions of CO₂ are the main culprit driving the melting of Arctic summer sea ice. The only way to help save Arctic ice is to demand action – from yourself, your city, your country and from the companies that make all the goods and services you consume

3. Get global leaders to convene

Saving Arctic ice is a complicated ask. It is not a job only for Arctic countries, because what happens in the Arctic, doesn't stay there. So we need global leaders from many countries – particularly an alliance between the most polluting countries and those most vulnerable to the impacts of climate change – to convene with industry and civil-society leaders to develop innovative, systemic solutions along with Arctic scientists working on the frontline

Referans

US scientist Mark Serreze - World Economic Forum

<https://www.weforum.org/agenda/2015/09/3-ways-to-save-the-arctic-ice/>

Hailong Wang, an atmospheric scientist at the US Pacific Northwest National Laboratory – The Guardian

<https://www.theguardian.com/environment/2016/dec/21/cutting-soot-emissions-arctic-ice-melt-climate-change>

Heidi Louise Sørensen - University of Southern Denmark

http://www.sdu.dk/en/om_sdu/fakulteter/ne/naturvidenskab/aktuel/2017_03_23/meltponds

James Bradley, University of Bristol

<https://www.sciencedaily.com/releases/2017/04/170403091317.htm>

John Sonntag, researcher of NASA

<https://www.nasa.gov/feature/goddard/2017/nasa-flights-gauge-summer-sea-ice-melt-in-the-arctic>

Arktik torpaqlarının kolonizatorlarının gələcək iqlim dəyişikliyinə həssaslığı

Kamilə Cəfərli

AGISA

Buzlaqların ərimə prosesinin sürətlənməsi və buna səbəblər haqqında aparılan araşdırmalara əsasən, Arktik torpaqlarda gedən iqlim dəyişikliklərinin qarşısını almaq üçün aparılmalı tədbirlər hal hazırkı vacib Ekoloji problemlərimizdəndir. Bununla nəinki Arktik ölkələr, həmçinin qlobal məsələlərin həlli yolunda səy göstərən bütün inkişaf etmiş ölkələr birlik halına gəlməlidir.

Чувствительность колонизаторов полярных почв к будущему изменению климата

Кямила Джафарлы

Сохранение арктического льда - сложный вопрос. Это не работа только для арктических стран, что происходит в Арктике, не остается там. Поэтому глобальные лидеры из многих стран - в частности, союз между наиболее загрязняющими странами и наиболее уязвимыми к последствиям изменения климата - чтобы созвать лидеров отрасли и гражданского общества для разработки инновационных системных решений наряду с арктическими учеными, работающими над на первой линии.

УДК. 547.27.537.26

ДИЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТЬ ДЛЯ ИМПУЛЬСНЫХ КОНДЕНСАТОРОВ

М.Я.Абдуллаева, С.С.Исмаилова, С.Г. Амиров

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности

Ключевые слова: Алкилирование, хлорметиление, ацетоксилирование,

диэлектрическая жидкость, касторовое масло.

Одна из проблем современной электротехники состоит в обеспечении надежности работы конденсаторов при напряжениях электрического поля, превышающих 150-200МВ/м. При тяжелых импульсных режимах, в качестве жидкой пропитки находит применение касторовое масло (КМ).

В настоящее время касторовое масло-триглицерид рицинолевой кислоты, является незаменимым пропитывающим веществом (ПВ) для импульсных конденсаторов и несмотря на трудность очистки и невозможности достижения достаточно малых значений тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$), широко используется в плёночных силовых конденсаторах переменного тока низкого [1-5].

Однако, КМ не позволяет обеспечить ресурс 10^4 импульсов зарядки – разрядки и надежность на уровне 0,95-0,99, т.к. действующие ГОСТ-ы не регламентируют диэлектрические показатели.

Разработка заменителя натурального касторового масла,

являющегося универсальной пропитывающей жидкостью в конденсаторах – насущная проблема электротехнической промышленности.

По химическому составу КМ представляет собой высокомолекулярное органическое вещество, получаемое из семян клещевины, культивируемое в южных частях Азии, Америки и Европы. Основным способом извлечения масла из семян является горячее и холодное прессование, а также экстракция. В состав касторового масла входят: глицериды рицинолевой кислоты-80-95%, олеиновой 3-9%, линолевой 2-3% и другие ненасыщенные кислоты-3-8%. Основную долю глицеридов рицинолевой кислоты составляют ее моно-,ди-, и триглицериды, количественное содержание которых зависит от степени созревания семян. Сравнение российской и зарубежных КМ показывает преимущество импортных КМ в качестве диэлектрических жидкостей. Учитывая, что КМ имеет растительное происхождение,

возникает необходимость его замены на синтетические жидкости.

В табл. 1 приведены физические и электро-физических свойства наиболее перспективных сложных

эфиров используемых в качестве диэлектриков, в частности, как пропитывающих веществ для небольших конденсаторов [1,2].

Таблица 1.

Физические и электрофизические свойства наиболее перспективных сложных эфиров используемых в качестве диэлектриков

Материал	Электрическая прочность	Плотность, кг/л	Вязкость при температуре 20°C, мм ² /с	Температура застывания	Температура кипения, °C	Температура вспышки, °C	Диэлектрическая проницаемость, ε при 20°C	Тангенс угла диэлектрических потерь, tgδ
Касторовое масло		0,96	1003	-15	313	285	4,65	0,002
Ди- н-бутилфталат		1,04	16,3	-35	340	171	6,30	0,0013
Ди- н-гептилфталат		0,98	32,5	-40	360	224	5,2	0,002
Диизооктилфталат	12	0,98	53,0	-46	229/ 0,6кПа	221	5,0	0,005
Ди-2 –этилгексил-фталат	12	0,98 4	83,0	-55	385	218	5,3	0,0009
Диизононилфталат	12	-	95	-45	244-252/ 0,7 кПа	222	4,66	0,0005
Дигексилфталат		-	50	-33	212/2кПа	243	4,08	0,01
Ди-тридецилфталат	12	-	230	-37	285 /0,7кПа	243	4,08	0,01
Ди-2-этилгептил-себацнат		0,92 8	22,2	-	256	130	4,0	0,001
Диизодецилфталат		0,97	9,9	-50	370	230*	4,56	0,003

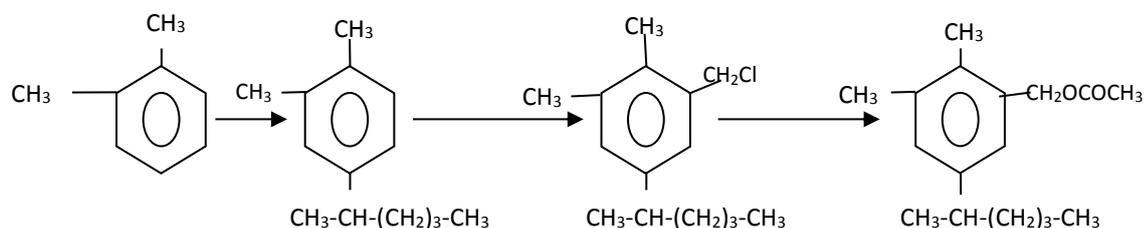
* по Мартенс-Пенскому

Синтез сложных эфиров органических кислот повышенной молекулярной массы, как правило, осуществляют на базе реакции этерификации, которая относится к классическим. В то же время, дефицит высших спиртов и их высокая стоимость, обратимость реакции этерификации и

возникающая сложность выделения целевого продукта, представляет существенные затруднения для ее практического распространения. В этой связи, реакция синтеза сложных эфиров на основе значительно более доступных галоидпроизводных может представить практический интерес [6].

Такой метод синтеза сложных эфиров может оказаться предпочтительным еще и потому, что соль карбоновой кислоты дешевле и доступнее самой кислоты. К преимуществам метода можно отнести необратимость, простоту и легкость отделения целевого продукта, возможность работы по «безводной технологии», что приобретает особую значимость,

Нами была сделана попытка получения соединения с экранированной сложно-эфирной функцией на основе о-ксилола по схеме:



Ацетоксиметил-вторгексил-о-ксилол был синтезирован на базе последовательных реакций алкилирования, хлорметилирования алкил-замещенных ароматических углеводородов повышенной молекулярной массы, синтеза сложных эфиров реакцией взаимодействия бензилхлоридов с карбоксилатами натрия.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В процессе синтеза ацетоксиметил-вт.гексил-о-ксилола были использованы реактивные о-ксилол и гексен-1 марки «ХЧ», параформ, уксусная кислота марки «ЧДА». Ацетат натрия предварительно высушивали при

учитывая высокую чувствительность сложных эфиров к воде и влияние гидролиза на ухудшение свойств электроизоляционных материалов.

В связи с этим, был осуществлен трехстадийный синтез ацетоксиметил-втор.гексил-о-ксилола, представляющего интерес в качестве потенциального заменителя касторового масла.

100⁰С. Хлористый водород получали из соляной кислоты с последующей сушкой над H₂SO₄.

В качестве катализатора реакции алкилирования, первой стадии синтеза целевого продукта, испытаны как безводный хлористый алюминий, его промотированные сухим хлористым водородом образцы, так и растворы в нитрометане: растворитель катализатора предварительно высушивали над прокаленным K₂CO₃ и перегоняли. Применялась также 92-%-ая серная кислота. Хлорид цинка, используемый в качестве катализатора реакции хлорметилирования (вторая стадия синтеза), предварительно сушили до

оплавленной формы и хранили в эксикаторе над серной кислотой; перед использованием кусочки катализатора быстро измельчали и загружали в реактор.

Реагенты и растворители, необходимые для качественного и токопроводящих примесей использовали активированную γ - Al_2O_3 .

Процесс получения ацетоксиметил-вт.гексил-о-ксилола как было показано выше состоит из трех стадий: алкилирования, хлорметиления и ацетоксилирования.

Реакции осуществляли на лабораторных установках с перемешивающими устройствами

Анализ исходного сырья и продуктов реакции проводили методом газо-жидкостной колоночной хроматографии.

Структуру органических продуктов устанавливали также методом ИК- и ПМР-спектроскопии.

Электрофизические и физико-химические свойства синтезированного ацетоксиметил-вт.гексил-о-ксилола определяли по стандартным методикам после вакуумной дистилляции и тонкой очистки от токопроводящих примесей адсорбционным методом на оксиде алюминия.

Синтезированный вт.гексил-о-ксилол имел следующие физико-

количественного определения промежуточных и конечных продуктов синтеза ацетоксиметил-вт.гексил-о-ксилола-реактивные, без дополнительной обработки. Для осушки диэлектрической жидкости от

химические показатели: $T_{\text{кип.}}$ 104-106 $^{\circ}\text{C}/4$ мм рт.ст.; d_y^{20} - 0,887, n_D^{20} - 1,4945. Элементный состав С 88,21%, Н 11,32%. (вычисленный элементный состав С-88,43%; Н-11,58%). Найдено: $M_{\text{криоск.}}$ -188; $MR_{\text{найд.}}$ -61,9; $MR_{\text{подсч.}}$ -61,8.

В таб. 2 приведены сравнительные электрофизические характеристики касторового масла и ацетоксиметил-вт.гексил-о-ксилола.

Как следует из таблицы, синтезированный эфир по своим физическим и электрофизическим свойствам не уступает касторовому маслу. Температура застывания синтетического эфира почти в три раза ниже, чем у касторового масла, что является необходимым условием при эксплуатации конденсаторов в северных районах. Синтезированный эфир также является термически более стабильным, чем КМ.

Таким образом можно утверждать, что разработан многостадийный способ синтеза сложного эфира-ацетоксиметил-втор.гексил-о-ксилола, который по электрофизическим показателям не уступает касторовому маслу.

Таблица 2

**Сравнительная характеристика электрофизических свойств
касторового масла и ацетоксиметил-втор.гексил-о-ксилола.**

Показатели	Касторовое масло	Ацетоксиметил- втор.гексил-о-ксилола
Температура кипения, °С	318	335-340
Степень преломления	1,4786	1,5032
Температура застывания, °С	-15	-42
Температура вспышки, °С	285	162
Плотность, г/см ³	0.960	0.965
Диэлектрическая проницаемость:		
при 20 °С	5,1	4,32
при 90 °С	4,3	3,58
Тангенс угла диэлектрических потерь:		
при 20 °С	0,14	0,002
при 90 °С	6.67	0,02

ЛИТЕРАТУРА

1. Nishmatsu M.I., Nadashi I.I. The dielectric strength of Energy Storage Capacitor//Tre Nissin Elec.Revier.-1999.v. 5, №2, -P. 1124
2. Евтушенко Ю.М. Химия диэлектриков .- М.: Изд. Дом. МЭИ.- 2009.- 168 С.
3. Южанников А.Ю., Степанов А.Г. Числа Фибоначчи и оценка состояния изоляции трансформаторов//Современные проблемы науки и образования . М.: 2007. -№ 1, С.13-18
4. Plessner K.W., Reynolds E.H. Novel single and mixed liquids for high voltage dielectrics. Paper presented in the name of stud commitet// Cigre .INT.Conf. large.Paris.-1989.- №15.-P.219-225
5. Yay P. Un dielectrique entirerement nouveau:le neocaprte de benzyle//Seminairze-frango-sovietigul-M:.-1977.-P.122
6. Варшавский Д.С. Критерий оценки стабильности жидких диэлектриков в электрическом поле//Электротехнические материалы. М:.-1979.- .№5, С. 4-6

DIELECTRIC LIQUID FOR PULSED CONDENSERS

M.Y.Abdullaeva, S.S.Ismailova, S.Q.Amirov

Abstract: A dielectric liquid of acetoxymethyl- secondary hexyl-o-xylene is obtained, whose electrophysical properties make it possible to consider it as a promising substitute for natural castor oil in pulse capacitors

Key words:alkylation, chlorine methylation, acetoxylation, dielectric liquid, castor oil.

İMPULSLU KONDENSATORLAR ÜÇÜN DIELEKTRİK MAYELƏR

M.Y.Abdullaeva, S.S.Ismayılova, S.Q.Əmirov

İmpulslu kondensatorlarda istifadə edilən gənəgərçək yağının əvəzinə elektrofiziki xüsusiyyətlərinin göstəricilərinə görə tövsiyyə edilən asetoksimetil-ikili-heksil-o-ksilol əsaslı dielektrik mayesi sintez edilmişdir.

Açar sözlər: alkilləşmə, xlormetilləşmə, asetoksilləşmə, dielektrik mayesi, gənəgərçək yağı.

УДК 66.0.631

**ОПЫТНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ПРОЦЕССА
РАЗЛОЖЕНИЯ ФОСФАТА****Кямаля Адил гызы Газвини***Азербайджанский Государственный Университет**Нефти и Промышленности*gazvini@bk.ru

Ключевые слова: фосфорные удобрения, фосфорная кислота, серная кислота, фосфоросодержащие минералы, кинетика, степень разложения, апатит.

В связи с всесторонним развитием сельского хозяйства появилась большая необходимость получения удобрений с основными питательными элементами. В настоящее время на определение сырьевой базы и ее расширение для производства этих удобрений обращается большое внимание. Разработка более усовершенствованной технологической схемы для производства названных удобрений, также имеет важное значение. Известно, что в направлении получения фосфорных удобрений из фосфоросодержащих соединений выполнены многочисленные работы, но на сегодняшний день данный вопрос все еще остается актуальным [1].

Известно, что метод получения фосфорных удобрений с составом определенной усвояемости P_2O_5 , а также получение фосфорной кислоты, остается все еще традиционный, т.е. является реакция серной кислоты с фосфоросодержащими минеральными соединениями. Анализы выполненных работ показали, что кинетика процесса разложения фосфатного сырья при наличии серной кислоты до сих пор изучена

недостаточно. С целью выяснения данного вопроса в статье представлены результаты проведенных исследований.

Эксперименты выполнялись на лабораторной установке (рис.1), которые проводились следующим образом. В трехгорловую колбу объемом 300 мл заливается серная кислота в требуемом количестве (41г H_2SO_4 по расч. 100%-ной H_2SO_4). Концентрация серной кислоты составляет 68%, а температура опыта на $50^{\circ}C$. (I случай) Запускается мешалка в работу и постепенно вводится 59 г апатита реакционную зону. Периодически выполняются соответствующие анализы процесса.

В технологии получения фосфорных удобрений, в основном, лежит характер разложения фосфатного сырья серной кислотой. Структура сульфата кальция полученного в этой стадии влияет на процесс фосфорноминеральных соединений. Эти факторы значительно влияют на процесс разложения фосфоросодержащих минеральных соединений содержащих серную кислоту, чем другие факторы.

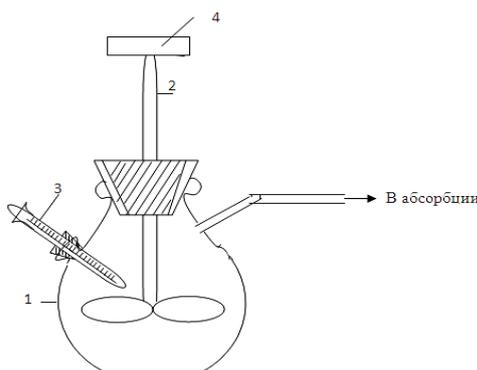
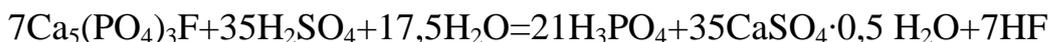


Рисунок 1. Лабораторная установка

1 -Колба; 2 - мешалка; 3 – термометр; 4 - двигатель

С целью повышения степени разложения фосфатного сырья и увеличения скорость всего процесса, до настоящего времени проведены многочисленные исследования, в том числе и наши исследования. В наших исследованиях использован апатитовый концентрат как фосфорно-содержащее минеральное соединение и серная кислота. Процесс осуществляется в двух этапах по нижеследующим реакциям:



Опытным путем определены концентрации всех компонентов в течение 140 минут в различных моментах и выявилась зависимость изменения концентрации от времени. Изучение процесса разложения фосфорно-содержащего минерального соединения с серной кислотой, выполнено при температурах 50°C, 60°C и 65°C.

Как отмечено, опыты проводились при разных температурах режимах. Результаты проведены в табл.1, 2, 3 и рис. 2 (a,b,c). Как видно из опытных данных I этап процесса при температуре 50°C завершается в течение 40 мин. На этом этапе при разложении фосфорно-минерального соединения и серной кислотой образуется фосфорная кислота. С течением

времени уменьшается концентрация фосфорно-минерального соединения и серной кислоты в связи их расходом по первой реакции. При полном расходе серной кислоты концентрация фосфорной кислоты, на полученной I стадии достигает своего максимума. В этот момент завершается образование сульфата кальция и ее концентрация также достигается своего максимума. Таким образом завершается I стадия процесса. На II стадии процесса начинается реакция взаимодействия фосфорно-минерального соединения с фосфорной кислотой и с течением времени в системе уменьшается концентрация фосфорной кислоты. На этом этапе образуется суперфосфат в виде продукта и начинается увеличение его

концентрации в системе. До конца процесса продолжается увеличение концентрации в системе, полученной

в виде побочного продукта HF. А основной продукт получается в начале II этапа - На 41-ой минуте [2].

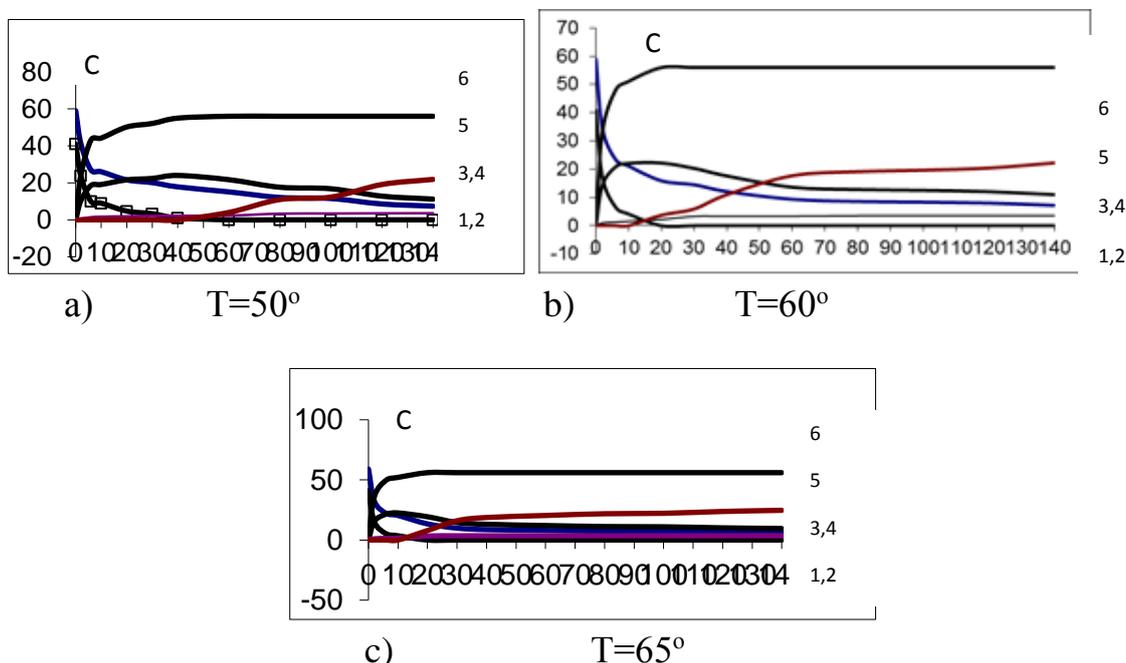


Рис.2 Зависимости концентраций продуктов от времени контакта:
 а) при T=50°C, б) при T=60°C в) при T=65°C

Здесь 1- апатит, 2- серная кислота, 3-фосфорная кислота, 4-сульфат кальция, 5-фтористый водород, 6-суперфосфат

Таблица 1

Экспериментальные данные процесса разложения фосфорно-минерального соединения

ВРЕМЯ t, мин. T=50 °C	КОНЦЕНТРАЦИИ					
	апатит	серная кислота	фосфорная кислота	сульфат кальция	фтористый водород	Супер-фосфат
0	59	41	0	0	0	0
2	41,3	23,8	10,32	24	0,6	0
6	26,9	9,9	18,6	43,2	1,4	0
10	26	9	19,1	44,2	1,7	0
20	21,6	4,7	21,6	50,2	1,9	0
30	20,1	3,3	22,4	52,1	2,1	0
40	17,8	1	24	56	2,2	0
60	15,1	0	21,7	56	2,3	4
80	12,1	0	17,62	56	3,32	10,96
100	11,5	0	16,8	56	3,4	12,3
120	8,56	0	12,8	56	3,52	19,12
140	7,38	0	11,2	56	3,56	21,86

Таблица 2

ВРЕМЯ t, мин. T=60 °C	КОНЦЕНТРАЦИИ					
	апатит	серная кислота	фосфорная кислота	сульфат кальция	фтористый водород	Супер- фосфат
0	59	41	0	0	0	0
2	34,52	17,2	14,28	33,03	0,97	0
6	23,5	6,6	20,79	47,9	1,3	0
10	21,1	4,13	22,1	51,1	1,57	0
20	15,9	0	22,2	56	2,2	3,7
30	14,5	0	20,3	56	3,29	5,91
40	12,1	0	17,62	56	3,32	10,96
60	9,35	0	13,6	56	3,35	17,7
80	8,56	0	12,8	56	3,52	19,12
100	8,32	0	12,5	56	3,54	19,64
120	8	0	12,05	56	3,55	20,4
140	7,2	0	11	56	3,56	22,24

Таблица 3

ВРЕМЯ t, мин. T=65°C	КОНЦЕНТРАЦИИ					
	апатит	серная кислота	фосфорная кислота	сульфат кальция	фтористый водород	Супер- фосфат
0	59	41	0	0	0	0
2	32,2	15	15,64	36,16	1	0
6	22,13	5,21	21,51	49,75	1,4	0
10	20,41	5,21	22,51	52,07	1,47	0
20	13,4	3,54	19,34	56	3,36	7,9
30	9,9	0	14,58	56	3,5	16,02
40	8,63	0	13,1	56	3,54	18,73
60	8	0	12,05	56	3,55	20,4
80	7,38	0	11,2	56	3,56	21,86
100	7,2	0	11	56	3,57	22,23
120	6,55	0	10,12	56	3,58	23,75
140	6,14	0	9,56	56	3,6	24,7

Как видно из таблиц 2 и 3, при температурах 60°C и 65°C происходит подобный процесс, как и при температуре 50°C, но в этих случаях скорость реакции становится более высоким. Полученные опытные

данные показывают, что первый этап в обоих случаях завершается в течение 10 минут, а с 11-ой минуты начинается II этап процесса. Несмотря на то, что II этап процесса начинается с 11-ой минуты, во всех

случаях фосфорная кислота не расходуется до конца и разложение фосфорно-минерального соединения не достигается до конца [3].

В результате определено, что при температуре 50°C I этап процесса происходит в течение 40 мин, а при температуре 60°C и 65°C- всего за 10 мин. Следовательно во II и

III случаях скорость I этапа процесса гораздо выше по сравнению I случаем. II этап процесса является лимитирующей стадией процесс; сам процесс во всех случаях происходит идентичным образом, только отличаются параметры во времени, а закономерности остаются одними и теми же.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ç.Ş.İbrahimov, M.Ş.Atayev, A.S.Hüseynov, K.A.Qəzvini "Fosforlu mineral birləşmələrin parçalanma sürətinə təsir edən amillər" AMEA akad.M.Nağıyev ad.Kataliz və qeyri üzvi kimya institutu. Akad.T.Şahaxtinskiyinin 90 illik yubileyinə nəşr olunmuş respublika elmi konfransı. Məruzələrin tezisləri səh.87.
2. Гасанов А.А., Атаев М.Ш., Газвини К.А. Исследование кинетических закономерностей в процессе использования микроэлементосодержащей вулканической золы при производстве суперфосфата. //Наука, техника и образование. Москва, 2016, №6(24), с 24-26.
3. С.М.Ибрагимова, М.С.Алосманов Исследование процесса экстрагированной фосфорной кислоты с использованием нового сырья. Статья . Азербайджанский химический журнал. Баку, 2014 №4, с 90-92.

FOSFATIN PARÇALANMASI PROSESİNİN KINETİKASININ TƏCRÜBİ TƏDQIQI K.A.Qəzvini

Kənd təsərrüfatının inkişafının hərtərəfli genişlənməsi ilə əlaqədar olaraq tərkibində əsas qida elementləri olan gübrələrin alınmasına böyük ehtiyac yaranmışdır. Bu gübrələrin istehsalı üçün xammal bazasının müəyyən edilməsi və onun genişlənməsi, həmçinin onların istehsalının daha mükəmməl texnoloji sxeminin işlənilməsi hal-hazırda mühüm əhəmiyyət kəsb edir. Qeyd edilənlərlə əlaqədar olaraq fosforla mineral birləşmələrin parçalanması prosesinin kinetik tədqiq edilməsi mühüm əhəmiyyət kəsb edir, ona görə də təqdim edilən məqalədə həmin məsələlər öz əksini tapmışdır.

THE EXPERIMENTAL ANALYSIS OF THE CRUSHING PROCESS OF PHOSPHATE K.A.Gazvini

Due to the wide development of agriculture there has been a great demand to buy fertilizers with the main nutritive elements. Nowadays it is essential to define and broaden the raw basis of these fertilizers, and to work out an excellent technological scheme of their production.

According to the factors stated above, the kinetic research of the crushing process of phosphorus and mineral combinations is of a great importance, this is why all these issues have been presented in the given article.

UDK 66.081.3

SƏNAYE ADSORBERİNİN DİNAMİK MODELİ
Yusubov Faxrəddin Vəli , Bayramova Aygun Seymur
Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

Acar sözlər: adsorber, riyazi model, dəyişən təzyiq, durğun zona, dəyişən təzyiq, qaz-bərk cisim, hidravlik iş rejimi

Qazlar və onların qarışıqlarının adsorbsiyası prosesi həcmi dəyişməsi ilə baş verir. Bunun nəticəsində qazın ümumi axını adsorbsiya zonasına doğru yönəldir. Məsələli adsorbent dənələrində adsorbsiya zamanı müəyyən qədər təzyiqin azalması hadisəsi baş verir. Bu qaz fazanın qatılığının azalması nəticəsində olur[1].

Baxılan adsorbsiya – kütlə mübadiləsi prosesi qaz-bərk cisim sistemində həyata keçirildiyindən tipik qeyri-stasionar proseslərə aiddirlər. Hər bir zaman anında paylanan maddənin qatılığı hissəciyin orta həcmi üzrə aşağıdakı inteqral vasitəsilə ifadə olunur.

$$C(\tau) = \frac{1}{V} \int_{(V)} C(A, \tau) dv \quad (1)$$

Burada A-hissəciyin cari nöqtəsidir. Hər bir hissəciyin aparatda qalma vaxtı, qatılığın C_b -dən C_s -dək dəyişməsi üçün vacibdir. Diferensial tənliyi çıxarmaq üçün V həcmli hissəciyin nöqtələr çoxluğundan müəyyən bir A nöqtəsi ayrılır.

A nöqtəsində kütlə axının sıxlığı ΔF səthində $i(A, \tau)$ -ya və bütöv axın isə ΔF səthində

$$I = \int_{\Delta F} i(A, r) dF = \int_{\Delta F} (-k(c)) \rho_0 \text{grad}.c) dF \quad (2)$$

Mənbə bağlıqda V həcmində I kütlə axınının sıxlığı zaman üzrə azalır. Yəni:

$$-\rho_0 \int_{\Delta V} \frac{\partial C(A, \tau)}{\partial \tau} dv \quad (3)$$

qədər azalır.

(2) və (3) tənliklərinə Ostogradski-Qaus teoremini tətbiq etdikdə alınır:

$$-\rho_0 \int_{\Delta V} \frac{\partial C}{\partial \tau} dv = -\rho_0 \int_{\Delta F} k(c) \text{grad} C dF = -\rho_0 \int_{\Delta V} \text{div}(k(c) \text{grad} C) dv \quad (4)$$

$$(3) \text{ tənliyindən alınır } \frac{\partial c}{\partial \tau} = \text{div}(k(c) \text{grad} C) \quad (5)$$

Sonsuz silindirdə və kürədə (5) tənliyi aşağıdakı formada yazıla bilər:

$$\frac{\partial c(r, \tau)}{\partial \tau} = \frac{1}{r^d} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left[r^d k(c) \frac{\partial c(r, \tau)}{\partial r} \right] \quad (6)$$

r-silindrin və yaxud kürənin cari radiusudur. Silindr üçün: d=1, kürə üçün d=2 qəbul edilir; k-kütləötürmə əmsəlidir.

Başlanğıc şərtini aşağıdakı şəkildə yazmaq olar

$$c(r, 0) = c_b = \text{const}$$

burada c_b – başlanğıc qatılığıdır III növ sərhəd şərtini nəzərə aldıqda: yəni qəbul edilir ki, kütlə axınının sıxlığı xarici faza üzrə (cisimin səthində) Şukarevin kütlə vermə qanunu ilə ifadə olunur.

$$C_i(\tau) = \frac{n \left[\frac{a-b}{m} - a_0 \right]}{1+n(a-b)} \cdot l \left[- \frac{1+n \left(\frac{a-b}{m} \right)}{L} \tau \right] + \frac{C_o + n \cdot a_0}{1 + \left(\frac{a-b}{m} \right) \cdot n} \quad (7)$$

Şukarev tənliyindən istifadə edərək və dəyişənlərin ayrılması üsulunu nəzərə alsaq

$$\frac{\partial C(r, \tau)}{\partial \tau} = \frac{1}{r^2} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left[r^2 K(c) \frac{\partial c(r, T)}{\partial r} \right] \quad (8)$$

kütlə mübadiləsi tənliyi üçün müəyyən edirik: ($B_{ij} \rightarrow \infty$)

$$\bar{C}(\tau) = \sigma \sum_{j=1}^{\infty} \frac{1}{Z_j} \lambda^{-(Z_j^2 \cdot F_{0j})} \quad (9)$$

burada Z_j – xarakteristik tənliyin kökləridir

$$\text{tg} Z_j = \frac{Z_j}{1 - B_{ij}} \quad (10)$$

Təzyiq üçün:

$$\frac{dP}{d\tau} = RT \sum_{i=1}^N \frac{d\bar{C}_i}{d\tau} \quad (11)$$

$$dP = RT \sum_{i=1}^N \frac{dC_i}{d\tau} \cdot d\tau \quad (12)$$

$$P = RT \sum_{i=1}^n C_i \quad (13)$$

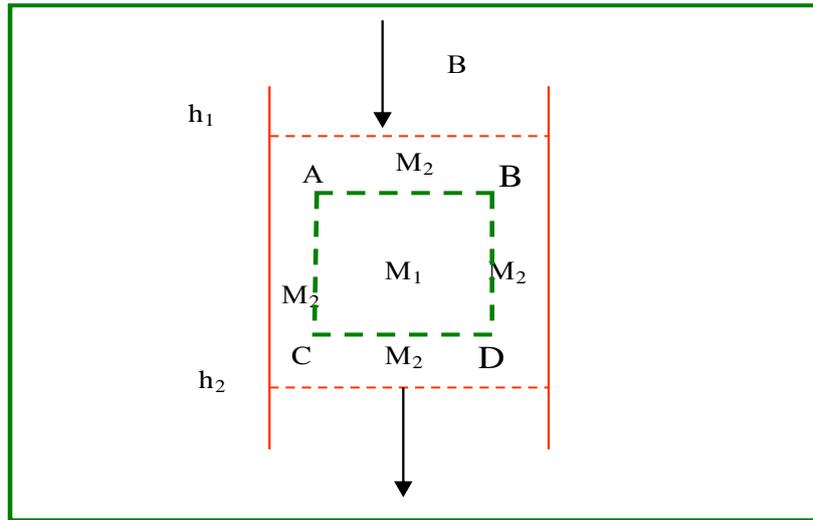
Dövrü adsorbsiya proseslərinin əsas xüsusiyyətləri çox mərhələli (adsorbsiya, desorbsiya, qurutma və soyutma) olmaları, texnoloji sxemlərinin müxtəlifliyi və prosesin aparılması üçün

enerji xərclərinin eyni olmamasıdır. Bunun nəticəsində dövrü adsorbsiya proseslərinin işlənməsi həm layihələndirmə və həm də sənaye istismarında vacib mərhələ, prosesin

aparat tərtibatının optimal variantlarının tapılmasıdır. Göstərilən məsələnin yerinə yetirilməsi onun texniki-iqtisadi göstəriciləri ilə müəyyən edilir. Baxılan problemin həlli yaradılmış riyazi modellərin vasitəsilə elmi əsasda həll edilir.

Qeyd etmək lazımdır ki, sənaye şəraitində işləyən adsorberlərdə maye və ya qaz fazanın aparatın sərbəst en kəsiyində sürəti 0,7 mm/san-dir. Bu

aparatın filtrləmə rejimində işləməsi deməkdir. Bu dayanıqsız rejim deməkdir. Bundan başqa adsorberin daxilində bölüşdürücü və paylayıcı qurğularda keçid rejimində bu hallar və bölüşdürücü qurğular arasında durğun zonanın yaranmasına səbəb olur. Bu da bütövlükdə aparatın hidravlik iş rejiminin qeyri-dayanıqlığına səbəb olur [2-5].



Şəkil 1. Adsorberdə durğun zonanın sxematik təsviri

Beləliklə, sənaye şəraitində müəyyən edilmişdir ki, adsorberlərin (şəkil 1) müəyyən hissəsi-ABCD düzbucaqlı şəklində sahə hərəkətli axına malikdir. Adsorberin digər hissələri durğun zonanı təşkil edirlər. Ona görə də durğun zonanın da riyazi model əsasında tədqiqatı mühüm əhəmiyyətə malikdir [6,7]. Adsorberin durğun zonası üçün riyazi ifadə:

$$\xi = L_2 \frac{\partial C_2}{\partial \tau} \quad (14)$$

Axın zonası üçün model:

$$\begin{aligned} V_1 \cdot D_e \frac{\partial^2 C}{\partial X^2} &= V_1 \frac{\partial C_1}{\partial \tau} + Q \frac{\partial C_1}{\partial X} + S\xi \\ \psi_1 \cdot C_1 &= \xi + \psi_2 \cdot C_2 \\ D_e &= 8.343 \cdot 10^{-5} \cdot e^{C \cdot T \cdot g} \end{aligned} \quad (15)$$

Aşağıdakı şərti işarələri qəbul edək:

$$\begin{aligned} Z &= X / \lambda & \beta &= H_1 / V \\ \theta &= \tau \cdot V / \lambda & \alpha &= \psi \cdot S \cdot \lambda / V \end{aligned}$$

$$Pe = \frac{V \cdot \lambda}{V_1 \cdot D} \quad M_1 = C_1 S \lambda H_1 / G_{in} \quad M_2 = L_2 \cdot S \lambda H / G_{in}$$

burada ℓ - tədqiq edilən sənaye adsorberin tərpənməz layının uzunluğu, S - adsorberin en kəsiyinin sahəsi, V - axının həcmi sürəti, G_{in} - indikatorun verilən miqdarı, D - axın zonasında uzununa qarışdırma əmsalı; L_2 , V - axının hərəkətli və durğun hissələrinin həcmi, ψ -axın və durğun zona arasındakı mübadilə sürəti sabiti, M_1 , M_2 - uyğun olaraq hərəkətli və durğun zonalarda ölçüsüz qatılıqlar.

(14) və (15) tənliklər sisteminin həlli aşağıdakı şəkildə olacaq:

$$M_1(Z, P) = \frac{N}{2\xi} \left[(\xi + \xi_a) \cdot e^{\left(\frac{\xi+1}{2}\right)Pe_z} + (\xi - \xi_a) \cdot e^{-\left(\frac{\xi-1}{2}\right)Pe_{z_0}} - \frac{U(Z - Z_0)}{2\xi} \left[e^{\left(\frac{\xi+1}{2}\right)Pe(Z-Z_0)} - e^{-\left(\frac{\xi-1}{2}\right)Pe(Z-Z_0)} \right] \right]$$

$$M_2(Z, P) = \frac{\alpha \cdot \beta}{\alpha\beta + P} M_1 \quad U = 0, \quad Z \geq Z_0; \quad U = 1, \quad Z < Z_0$$

Nəticələr

Adsorbsiya proseslərinin yüksək dəqiqliklə hesablanması üçün bu proseslərin fiziki-kimyəvi xüsusiyyətlərini tam əks etdirən riyazi modellərlə tədqiq edilməsi vacibdir. Bu cür modellərin qurulması sistemli analiz vasitəsilə durğun zona nəzərə alındıqda daha səmərəli olur. Məqalədə durğun zona nəzərə alınmaqla adsorbsiya prosesinin riyazi modeli yaradılmışdır.

Ədəbiyyat

1. Потемкин В.Г. Матлаб-6. для студентов. Справочное пособие. М.: Изд. “Диалог” – (МИФИ), -1998, - 314 С.
2. Проскуракова В.А., Драбкина А.Е. Химия нефти и газа. Л., Изд. “Химия”, - 1989, -259 С.
3. Протодьяконов И.О., Сипаров С.В. Механика процесса адсорбции в системах газ-твердое тело. Л. Изд. “Наука”. -1985, 298 С.
4. Протодьяконов И.О., Сипаров С.В. Адсорбции в системах газ-твердое тело. Л.: Изд. “Наука”, -1986, 351 С.
5. Радужкевич Л.В. Кинетика и динамика физической адсорбции. /Тр. III Всесоюзной конф. по теоретическим вопросам адсорбции М.: Изд. “Наука”, -1973, С. 75-82.
6. Рахлевская м.Н., Окишева Н.А., Толмачев А.М., Трубников О.И. Применением решеточных моделей для расчета изотерм адсорбции из растворов. // Журнал физической химии. -1996, том 70, №11. С. 2048-2052.
7. Романков П.Г., Лепилин В.Н. Непрерывная адсорбция газов и паров. М., Изд. “Высшая школа”, -1989, -283 С.

**ДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОМЫШЛЕННОГО АДСОРБЕРА
Ф.В.ЮСУБОВ, А.С.БАЙРАМОВА**

Исследована математическая модель для расчета с высокой точностью процесса адсорбции, полностью отражающая физико-химические особенности процесса. Построение таких моделей с помощью системного анализа с учетом неподвижной зоны является наиболее эффективным. Таким образом, была создана математическая модель процесса адсорбции с учетом неподвижной зоны.

**DYNAMIC MODEL OF INDUSTRIAL ADSORBER
F.V.YUSUBOV, A.S.BAYRAMOVA**

The mathematical model for calculation with high precision of the adsorption process, fully reflecting the physico-chemical features of the process have been researched. Formation of these models by help of system analysis by consideration of spacing zone is the most effective. Thus, the mathematical model of the adsorption process by consideration of spacing zone have been created.

УДК 66.0.631

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ПО СИНТЕЗУ И ПЕРЕРАБОТКЕ ХЛОРСОДЕРЖАЩИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Афаг Наджаф гызы Гулиева
*Азербайджанский Государственный Университет
 Нефти и Промышленности*
ko100let@mail.ru

Ключевые слова: химико технологический комплекс, хлорсодержащие углеводороды, синтез, переработка нефтяных углеводородов, полупродук-ты, моделирование, глобальная оптимизация,

Среди многообразных процессов химической переработки нефтяных углеводородов одно из важных мест принадлежат реакциям хлорирования. Продукты, полученные при этих реакциях, имеют самостоятельное значение в технике сельском хозяйстве и быту, а также являются полупродуктами для многих органических синтезов, так как обладают высокой реакционной способностью.

Основной составляющей экономики Азербайджана является нефте-газодобывающая промышленность и связанные с ней области. Поэтому развитие этих областей на сегодняшний день имеет большое экономическое и стратегическое значение. В республике имеются установки по крекингу и пиролизу. Таковыми являются крекинг-установка нефтеперерабатывающего завода им. Г. Алиева и установка ЭП-300 Сумгаитского завода "Этилен-Полиэтилен". Большая часть газов крекинга, образующихся на крекинг-установках, используется

нерационально, или просто сжигается (факельные газы). Такое положение недопустимо, так как в крекинг-газах содержится значительное количество ценных олефинов, из которых можно получить не менее ценные продукты, такие как мономеры, альдегиды, кетоны, кислоты и сложные эфиры, широко используемые в промышленности. В этих газах представлены почти все непредельные углеводороды.

Мы задались целью разработки химико-технологического комплекса (ХТК), на который будут поступать газы с крекинга и пиролиза а затем они хлорированием будут доводиться до продуктов полупродуктов народного хозяйства. Работа такого ХТК позволит полнее использовать газы крекинга и пиролиза, сжигание которых связано с большими экономическими и экологическими потерями, и кроме того производить нужные Республике целевые продукты.

Несмотря на большое количество работ в области моделирования и

оптимизации ХТК, в основном они относятся к действующим химическим производствам. Правда, к настоящему времени разработано множество моделирующих программ, предназначенных для решения задач оптимального проектирования процессов химической технологии [1, 2]. В их основу положены различные физико-химические модели отдельных типовых процессов. Качество получаемых результатов проектирования во многом зависит от достоверности используемой исходной информации, которая может быть частично не определена. Поэтому в работе [3] предложена постановка задачи проектирования ХТС с учетом неопределенности в исходной информации. Создан программный комплекс проектирования оптимальных гибких ХТС, включающий в себя все предложенные алгоритмы решения этой задачи. Однако с помощью созданного программного комплекса была выполнена оценка эффективности работы только одной подсистемы узла захлаживания пирогаза установки Этилен-200 завода Этилен ОАО "КазаньОргсинтез".

В работе [4] предложена методология проектирования оптимальных технологических схем для решения многоэтапных задач оптимизации и разработана стратегия, согласно которой формализация задач проектирования оптимальных ХТС проводится на основе анализа полноты исходной информации, доступной на этапах проектирования и функционирования, и, согласно выделенным факторам,

определяющим формализацию задачи с учетом неопределенности. Однако в литературе нет работ, посвященных разработке и применению методики проектирования большого химико-технологического комплекса, такого, например, как ХТК по синтезу и переработке хлорсодержащих углеводородов.

На этапе проектирования некоторые параметры в математических моделях известны неточно, поэтому невозможно гарантировать выполнение всех проектных ограничений на этапе функционирования ХТС. В связи с этим авторы работ [6, 3, 4, 7, 8], предлагают считать, что на стадии функционирования ХТС неопределенные параметры либо постоянны, либо меняются достаточно медленно, и поэтому задачу оптимального проектирования можно ставить как задачу статической оптимизации.

Новый декомпозиционный метод решения задачи оптимального проектирования ХТК предложен М.Ф. Нагаевым — метод разбиения общей задачи статической оптимизации ХТК на три подзадачи, соответствующие трем ступеням его иерархической структуры [6]:

1) оптимизация всего комплекса по входным и выходным данным каждого региона — декомпозиционная глобальная оптимизация (ДГ-оптимизация);

2) оптимизация отдельных установок или регионов по входным и выходным данным отдельных реакторных элементов — региональная оптимизация (Р-оптимизация);

3) оптимизация каждого реакторного элемента региона — локальная оптимизация (Л-оптимизация).

При этом на стадии глобальной оптимизации комплекс принимается как отдельный элемент, а на стадии региональной оптимизации комплекс или отдельная установка рассматривается как сложная система, состоящая из множества взаимосвязанных отдельных аппаратов.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Постановку задачи рассматриваемой работы можно сформулировать следующим образом: разработать такой химико-технологический комплекс по синтезу и переработке хлорсодержащих углеводородов, который обеспечил бы выпуск необходимой для Республики продукции этой переработки с минимальными затратами. Для решения этой задачи нами была разработана методика проектирования такого ХТК, которая включает последовательное выполнение следующих этапов:

1. Статистическая обработка нефтезаводских данных с целью определения усредненных количеств компонентов крекинг-газа и пирогаза, поступающих в ХТК.

2. Анализ и синтез проектируемого комплекса по переработке газов крекинга и пиролиза. Разработка на этой основе принципиальной схемы комплекса, включающего новые и существующие процессы получения необходимых для Республики целевых продуктов.

3. Разработка полных кинетических моделей всех процессов ХТК, выбор на их основе оптимальных типов

ректоров, предварительное распределение материальных и рециркуляционных потоков между реакторными элементами комплекса и предварительный расчет материальных балансов всех процессов.

4. Составление математической модели всего комплекса на основе полных кинетических моделей его реакторных элементов.

5. Определение на основе математической модели оптимально согласованных материальных потоков комплекса, обеспечивающих максимальную производительность по всем целевым продуктам и включающую все локальные критерии оптимальности подсистем.

6. Составление полных математических моделей каждого процесса на основе предварительных результатов оптимизации ХТК.

7. На основе полных математических моделей всех подсистем и экономического критерия оптимальности — глобальная оптимизация всего комплекса для определения истинного распределения материальных и тепловых потоков между его реакторными элементами.

Выполнение всех пунктов предлагаемой методики приведет в итоге к оптимально согласованной работе всего ХТК.

Задача глобального оптимального проектирования ХТК может быть сформулирована следующим образом: на основе разработанной методики определить такие материальные, тепловые и рециркуляционные потоки между элементами комплекса, а также

режимы работы этих элементов и значения их конструктивных параметров, которые соответствовали

бы оптимальному значению критерия экономической эффективности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гартман Т.Н., Клушшг ДгВ, Основы компьютерного моделирования технологических процессов. Учебное пособие для вузов. М.: Из-во «Академкнига», 2006.- 200 С, стр 46-54
2. Волин Ю.М., Островский Г.М. Три этапа компьютерного моделирования химико-технологических систем // Теорет. основы хим. технологии. 2006. Т. 40. № 3. С. 302. стр. 167-175
3. Первухин И.Д. Двухэтапная задача оптимального проектирования химико-технологических систем с жесткими ограничениями в условиях неопределенности. Дист. канд. тех наук. - Казань., 2011, С157
4. Лаптева Т.В. Основы методологии решения задач проектирования оптимальных химико-технологических систем с учетом неопределенности в исходной информации. Дист. докт. техн. наук. Казань-., 2014, С 260
5. Островский Г.М., Волин Ю.М. Технические системы в условиях неопределенности. М.: Бинوم. Лаборатория знаний. 2008. С348, стр.137-147.
6. Нагиев М.Ф. Теория рециркуляции и повышение оптимальности химических процессов. М.: Наука. 1970. С78. стр.34-41
7. Мишин С.П. Оптимальное управление структурой организационной системы // Сб. тр. международной науч.-техн. конф. "Современные сложные системы управления". Липецк, 2002. С. 101. стр 58-65
8. Романов В.П. Системный анализ. СПб.: СЗТУ, 2005. С167, стр 74-81

XLORTƏRKİBLİ KARBOHİDROGENLƏRİN SİNTEZİ VƏ EMALI ÜCÜN KİMYA-TEKNOLOJİ KOMPLEKSİNİN LAHİYƏLƏNDİRİLMƏSİ MƏSƏLƏSİNİN QOYULMASI

Quliyeva A. N.

Müxtəlif neft karbohidrogenlərinin kimyəvi emalı proseslərinin arasında əsas yerlərdən biri xlorlama proseslərinə məxsusdur. Bu reaksiyalar nəticəsində alınan məhsullar həm texnikada, kənd təsərrüfatında, məişətdə işlənən müstəqil məhsul, həm də, yüksək reaksiya qabiliyyətinə malik olduğlarına görə, üzvü sintezlər üçün yarım məhsul kimi istifadə oluna bilərlər.

INFLUENCE OF IMPROVEMENT OF CHEMICAL-TECHNOLOGICAL COMPLEX FOR SYNTHESIS AND EMALIZED CARBOHIDROGENERS

Guliyeva A. N.

Among the processes of chemical refining of various hydrocarbon hydrocarbons, one of the main places belongs to chlorination processes. Products produced as a result of these reactions can be used as semisimple for member synthesis because they are both technics, agricultural products, independent products processed, as well as high reactivity

UDK 621.891: 622.67

NANOHISSƏCİKLƏRİN MATERIAL STRUKTURUNDA FORMALAŞDIRDIĞI DƏYİŞİLİKLƏRİN XASSƏLƏRƏ TƏSİRİNİN TƏDQIQI

Yusubov Fikrət Fəxrəddin oğlu

Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

Email: fikratyusub@gmail.com

Açar sözlər: nanohissəciklər, matrisa nanokompozisiya, azbest, nanomiqyas, friksion materiallar, polimerlər, material strukturu, dislokasiyalar, doldurucular

Maşınqayırma sahəsində avadanlıqların uzunömürlük və etibarlığının artırılması hər zaman aktual məsələ olaraq qalmışdır. Davamlı friksion materialların əyləc sistemlərində və digər sürtünmə qovşaqlarında tətbiqi qazma kimi ağır şərtlər altında işləyən qurğuların fasiləsiz işini təmin etməklə səmərəliyin yüksəldilməsinə xidmət göstərir. Son dövrlərdə özünün səmərəli istilik keçiricilik xassəsinə və daha yaxşı sürtünmə vəd edə bilmə xüsusiyyətlərinə görə azbestin friksion tərkiblərdə istifadə edilməsi qaçılmaz hal hesab olunurdu. Lakin hazırda yeni texnologiyaların inkişafı yaranmış vəziyyəti dəyişməyə əlverişli şərait yaratmışdır.

Getdikcə böyüməkdə olan polimer sənayesi friksion material istehsalına da mühüm təsir göstərmişdir. Nanotexnologiyaların inkişafı isə polimer əsaslı kompozisiya materiallarının müxtəlif sürtünmə qovşaqlarında tətbiqi yönündəki tədqiqatları sürətləndirmişdir. İstər yeni material baxımından liflər olsun, istərsə də ölçü baxımından yeni nanohissəciklər olsun, bütün bunlar kompozisiya materialı istehsalına yeni nəfəs gətirmişdir [1]. Buna görə də polimer əsaslı kompozisiya materiallarının öyrənilməsi

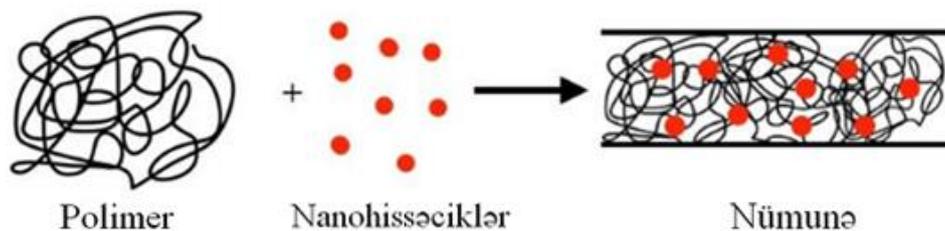
həm elmi, həm də texnologiya nöqtəyi-nəzərdən əhəmiyyətlidir.

Nanoobyektlərin alınması-yeni nanomaterialların, nanoquruluşların və nanotexnologiyaların yaradılmasında böyük rol oynayır. Nanokompozisiya materialları müasir texnikada perspektivli və geniş istifadə edilən materiallardandır. Ancaq elmdə qazanılmış son nəəliyyətlər belə əksər hallarda enerji amilinin mühüm yer aldığı kiçik ölçülü sistemlərdə nanomaterialın seçimini asanlaşdırma bilmir. Çünki materialın tərkibində yer alan nanohissəciklərin aktiv fəaliyyətinin dinamik şəraitdə izlənilməsi və eyni zamanda prosesin xaotikliyi məsələni mürəkkəbləşdirir.

Nanoquruluşların əmələ gəlməsi prosesində ətraf mühitlə yaranmaqda olan sistem arasında daim qarşılıqlı enerji mübadiləsi gedir. Aşağı nanoölçüyə malik hissəciklərdə ifrat enerji və yüksək kimyəvi aktivlik müşahidə olunur. Məhz bu faktorlar nanoquruluşun forma, ölçü və xassələrinə öz təsirini göstərir. Təzyiq, konsentrasiya, temperatur kimi kiçik faktorlar belə bir çox xassələrin formalaşmasında və itirilməsində mühüm rola malikdir. Hətta kiçik nisbətdə nanoölçülü doldurucunun

tərkiyə daxil edilməsi kompozisiya materialının strukturunda dəyişiklik

yaratmaqla keyfiyyət göstəricilərinə böyük təsir göstərə bilər.



Şəkil 1. Nanohissəciklərin matrisdə tipik yayılma forması

Bərk materialların bir çox fiziki-kimyəvi göstəriciləri məhz onların struktur quruluşunun ikili və ya üçölçülü olması, atom düzülüşü və s.-dən çox asılıdır [2]. Bu məqsədlə material strukturunun tədqiq olunması xassələrdə baş verən dəyişikliklərin öyərilməsi baxımından əhəmiyyət daşıyır.

Yuxarıda sadalananları nəzərə almaqla baxdığımız tədqiqat işində azbest tərkibli friksion materialların daha davamlı materiallarla əvəz olunması məqsədilə yeni tərkiblərin hazırlanmasında istifadə olunan nanoölçülü hissəciklərin material strukturunda nə cürə dəyişiklər yaratdığı və bu dəyişkənliklərin hesabına hansı xassələrin qazanıldığı və ya itirildiyi öyrənilmişdir.

Friksion materiallar əyləc sistemində əsas işçi element hesab olunur. Belə ki, materialın keyfiyyəti bütövlükdə avadanlığın işləmə qabiliyyətinə təsir göstərir. Kontaktda olan cütlər geniş diapazonda sürüşmə sürəti dəyişməsi zamanı stabil xüsusi təzyiq, temperatur və sürtünmə əmsalını təmin edə bilməlidir. Bundan əlavə alışıbilmə mümkünlüyünü hesaba almaqla atmosfer təsirlərinə qarşı cavab reaksiyası aşağı olmalı, yeyilmə və digər mexaniki göstəricilər cəhətdən də

dözümlü xarakteristikaya malik olmalıdır [3]. Lakin müxtəlif qarşılıqlı təsirlər zamanı material xassələrində baş verən dəyişikliklər barəsində qabaqcadan qətiləşmiş proqnoz vermək heç də həmişə mümkün olmur. Bu səbəbdən tribotexniki xarakteristikasını dəyərləndirə bilmək üçün standart metodikalara müraciət etmək daha səmərəli hesab olunur. Lazımı parametrlərin müəyyənləşdirilməsi sürtünmə qovşağı işininin real mühit şərtləri daxilində qiymətləndirilməsini daha da uyğun şəkildə salır.

Nanoquruluşlu kompozisiyalar müxtəlif elektromaqnit, tribotexniki, termokimyəvi və s. davamlıq xassələri ilə seçilir. Nanokompozisiya materialların matrisası, yəni əsası metallardan, polimerdən, keramikadan və başqa materiallardan eləcə də doldurucu qatışıqlardan olur ki, bunlardan da asılı olaraq nanokompozisiya materiallarının növbəti tətbiq sahələri olduqca müxtəlif ola bilər [4].

Tərkiibi 2% Al və 8% miqdarında ZnO nanohissəcikləri ilə doldurulmuş polipropilen kompozitinin xassələrinin araşdırılması zamanı eyni doldurulma dərəcəsində nanodoldurucularla doldurulmuş kompozitlər mikro-

doldurucularla doldurulmuş kompozitlərdən daha yüksək nəticələr göstərməsi müəyyən edilmişdir. [5]

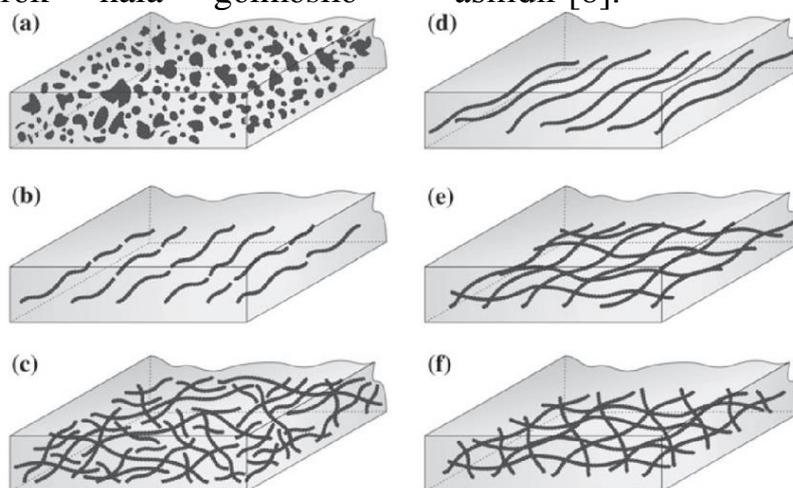
Hissəciklərin optimal dispersiya dərəcəsi 5% doldurucu tərkibli olanlardır, belə ki, morfoloji şəkillər və nano-doldurucuların dispersiyası müqayisədə daha yaxşıdır hansı ki, matris ilə doldurucu arasında daha möhkəm daxili adgeziyaya olduğunu sübut edir.

Gao tərəfindən CaCO_3 nanohissəcikləri doldurulmuş polistirin kompozitinin xüsusiyyətləri tədqiq edilmişdir. Araşdırmalar doldurucunun polimer kompozitinə süni sərtlik verməsini göstərmiş, lakin doldurucunun bu miqdardan daha artıq əlavə olunduqda hissəciklərin aqlomerasiyasının baş verməsi doldurucu və matris arasındakı adgeziya xüsusiyyətini aşağı salmışdır. Müvafiq olaraq kompozisiyanın mexaniki sərtlik göstəricisində də əhəmiyyətli azalma müşahidə olunmuşdur. Sınaqlar nəticəsində məlum olmuşdur ki, doldurucudan qeyd olunmuş miqdardan yuxarı nisbətlərdə istifadə etdikdə hissəciklər arası məsafənin böyüməsi və materialın kövrək hala gəlməsilə

materialın mexaniki xassələri aşağı düşür. Kompozitin zərbəyə davamlılığı və təsir gücü azaldı lakin özlülük modulunda artma müşahidə olunmuşdur [6].

Nanomiqyas səviyyəsində materiallar və ya strukturlar tamamilə yeni fiziki-mexaniki xassələr əldə edə bilər. Polimer əsaslı kompozisiya materiallarında nanometal ovuntularından istifadə etmək onların yük götürmə qabiliyyəti, yeyilməyə davamlıq, bərklik kimi göstəricilərini yaxşılaşdırmaqla yanaşı, yanma (parçalanma) səviyyəsini, o cümlədən sürtünmə əmsalını tənzimləməyə imkan verir [7]. Əlaqədə olan nanohissəciklərin kimyəvi aktivliyinin ölçülərdən asılılığı onu izah edir ki, fərdi atom elementləri və formalaşmaqda olan atom klasterləri və nanohissəciklərin xassələri uyğun makroölçülü hissəcikdən fərqlənir.

Araşdırmalar göstərmişdir ki, strukturda baş verən formalaşma nəticəsində nəticəsində hissəciklərin ölçüsü aktiv dəyişməyə məruz qalır ki, bunlarda ümumi sistemin termodinamik vəziyyətindən və reaksiya imkanlardan asılıdır [8].



Şəkil 2. Kompozitiya materiallarının müxtəlif struktur quruluşları [9].

Əksər hallarda kompozitin komponentləri həndəsi əlamətinə görə fərqlənir. Belə ki, komponentin biri kompozitin bütün həcmi boyu fasiləsiz struktura malik olur (matrisa komponenti və ya matrisa), digəri isə kompozitin həcmi boyu fasiləli, qırılan olan komponentdir (armirləyici komponent və ya doldurucu). Matrisa ilə doldurucu sərhəddində fazaların ayrılma zonasına uyğun nazik keçid qatları yaranır. Matrisa kompozitdən hazırlanmış məmulda tələb olunan formanı və bütövlüyü (monolitliyi) verməklə yükün verilməsini və kompozitin həcmində paylanmasını təmin edir, doldurucunu istilik-fiziki, elektrik və digər xassələrini xeyli dərəcədə matrisa təmin edir. Doldurucunun rolu isə əsasən bu xassələri məqsədyönlü dəyişməkdən ibarətdir. Doldurucular öz ölçü xüsusiyyətlərinə görə sıfırölçülü (hissəciklər), birölçülü (liflər) və ikiölçülü (qatlar) olur. Öz növbəsində kompozitlər müvafiq sürətdə hissəciklərlə doldurulmuş, liflərlə doldurulmuş (lifli kompozitlər) və qatlarla doldurulmuş (qatlı və ya təbəqəli) kompozitlərə bölünür. Lifli və qatlı kompozitlərdən fərqli olaraq hissəciklərlə doldurulmuş kompozitlər izotrop xassəli olur.

Məlumdur ki, istənilən materialın möhkəmliyi onun deformasiya müqavimət qabiliyyəti ilə qiymətləndirilir. Metalların həqiqi (texniki) möhkəmliyi nəzəri möhkəmlikdən 10-1000 dəfə az olur. Belə böyük fərq onunla izah olunur ki, metalın nəzəri möhkəmliyi qüsuruz, ideal kristal qəfəsinə əsaslanır, istənilən real metallarda isə möhkəmliyi azaldan dislokasiyalar və kristal qəfəsinin digər

müxtəlif qüsurları mövcuddur. Ən vacib xarakteristika isə təbii ki, materialın möhkəmlik həddi və ya dağılmaya müqavimətdir [10].

Nanohissəciklərlə doldurulmuş metal matrisalı kompozitlərin möhkəmliyi əsasən nanohissəciklərin dislokasiyaların yerdəyişməsinə, müqavimətinin effektivliyinə görə təyin edilir. Bu, nanohissəciklərin maneə rolu oynadığı kompozitlərdə dislokasiyaların xüsusi hərəkət mexanizminə malik olması ilə əlaqədardır. Hərəkət edən dislokasiya öz yolunda keçilməz olan nanohissəciklərlə rastlaşaraq hər dəfə yeni dislokasiya düyünləri yaradır. Belə düyünlər nə qədər çox olarsa, möhkəmlənmə də bir o qədər yüksək olar.

Nanohissəcik dolduruculu polimer kompozitlərin əsasını üzvi polimerlər, yəni molekullarında əsas polimer zəncirinə və yan qruplarına daxil olan karbon, hidrogen, azot, oksigen, kükürd və halogen atomları olur.

Məlumdur ki, polimerlər makromolekul quruluşu ilə xarakterizə olunur. Makromolekullar polimerləşmə reaksiyası nəticəsində, yəni ilkin molekulların – monomerlərin müəyyən zəncir yaratması yolu ilə əmələ gəlir. Polimer zəncirin quruluş xarakterinə görə xətti, şaxələnmiş və torlu polimerlər mövcuddur. Xətti polimerlərin makromolekulları şaxələnməyən uzun molekulyar zəncirdən ibarət olur. Şaxələnmiş və torlu polimerlər mövcuddur. Xətti polimerlərin makromolekulları şaxələnməyən uzun molekulyar zəncirdən ibarət olur. Şaxələnmiş polimerlərin makromolekullarında əsas molekul zənciri ilə yanaşı yan zəncirlər

də mövcuddur. Torlu polimerlərin makromolekulları isə bir-biri ilə birləşərək fəza strukturu yaradır.

Polimerlərin xassələri tək-cə molekulyar strukturla deyil, həm də molekulüstü strukturla – qarşılıqlı təsir xüsusiyyətlərindən asılı olaraq makromolekulların fəza yığılma üsul ilə müəyyənləşir. Həm də bu zaman molekullar birləşərək nizamlanmış sahələr – assosiatlar əmələ gətirir.

Matrisa əmələ gətirən polimerlər termoplastik (termoplastlar) və termoreaktiv (reaktoplastlar) ola bilər. Ərimiş (mayeləşmiş) polimer soyuduqda onun bərk hala keçməsi kristallaşma və ya amorflaşma ilə baş verə bilər. Polimerlər müəyyən temperaturda kristallaşır. Adətən kristallaşma rüşeymləri rolunu nizamlanmış polimerdə formalaşan ilkin molekulüstü strukturlar oynayır. Belə rüşeymlərdən formaca müxtəlif olan kristallik strukturlar yaranır. Bu strukturlar böyüdükcə sferolitlərə və ya çoxüzlülərə çevrilir. Kristallaşma qabiliyyətli polimerləri sürətlə soyutduqda onlar amorf hala keçir. Müvafiq sürətdə formalaşma şəraitindən asılı olaraq polimer kompozitlər həm kristallik, həm də amorf strukturlu ola bilər. Bir sıra hallarda qarışıq amorf-kristallik struktur əmələ gəlir.

Polimer matrisalı kompozitlərin tərkibinə daxil olan nanohissəciklər polimerin formalaşma prosesinə modifikasiya edici təsir göstərir. Modifikasiya polimerin kristallaşma mexanizmində əksini tapır. Belə ki, strukturu, ölçüsü və nizamlanma dərəcəsi tək-cə polimerin təbiəti ilə deyil, həm də doldurucunun strukturunun və xassələrinin xüsusiyyəti ilə müəyyən edilən molekulüstü quruluşların

yarınması ilə bağlı olur. Modifikasiya edilmiş polimer matrisanın kristallik fazasında baş verən struktur və kristallaşma dərəcəsinə özünü göstərən struktur dəyişiklikləri ilə yanaşı, həm də müəyyən amorf fazanın molekulyar nizamlanması prosesləri baş verir. Modifikasiya etmə, yəni kristal fazanın həcm payının artması polimerin ifrat az miqdarda doldurulmasında özünü göstərir və praktiki olaraq $\gamma=0,01-0,05\%$ (kütlə) hüdudunda nanohissəciklərin miqdarından asılı deyil. Güman etmək olar ki, nanohissəciklərin polimer molekullarının nizamlanmasının effektini təyin edən müəyyən hədd mövcuddur ki, nanohissəciklərin konsentrasiyasının bundan sonrakı artımı əlavə nizamlanma effekti yaratmayaraq doldurucunun aqreqatlaşması nəticəsində struktur qüsurlarının artmasına səbəb olur.

Doldurucuların polimerlərə modifikasiya edici təsiri bəzi poliefirlərin və poliamidlərin hissəciklərinin ölçüsü 4 nm olan almasqrafit qarışığı ilə sınaqda özünü göstərmişdir. Rentgen struktur analizlərinin nəticəsində məlum olmuşdur ki, yüksək təzyiqli polietilenin kristallaşma dərəcəsinə təsiri eksternal xarakter daşıyır: doldurucunun 0,01-0,05% miqdarından sonra kristallaşma dərəcəsi azalır. Başqa bir nümunədə isə doldurucunun dartılmada aşağı təzyiqli polietilenin möhkəmlik həddinə təsirinin, həmçinin ekstremal xarakterli olduğunu təsdiqləyir: maksimum möhkəmlik həddi doldurucunun 0,05% miqdarına uyğun gəlir. Doldurucunun miqdarının 0,1%-dən artıq qiyməti isə möhkəmliyin azalmasına səbəb olsa da, möhkəmlik həddi modifikasiya

edilməmiş polimerdən yüksək olaraq qalır [11].

Bu hal onunla izah edilə bilər ki, polimer materialların dağılma nəzəriyyəsinə görə real polimerlərin möhkəmliyi makromolekulların termofluktasiya vəziyyəti ilə, həmçinin polimerin strukturunun qüsurluğu ilə müəyyən edilir. Ona görə də yüksək möhkəmliyə malik polimerlərin alınması yollarından biri səmtlənmiş qüsursuz bircinsli struktur formalaşmasından ibarətdir. Nanohissəciklərin modifikasiya edilmə effekti onların elektrik təbiəti ilə bağlıdır.

Belə güman etmək olar ki, yüklü nanohissəciklər polimer matrisada paylanaraq polimer-doldurucu sərhəddində qarşılıqlı səmtləşdirici və adsorbsiya nəticəsində polimerin amorf fazasında molekulyar nizamlanma prosesi törədir. Yaranmış lokal nizamlanmalar polimer makromolekullarının fiziki toxuma düyünləri rolunu oynayır ki, bu da polimer matrisanın fiziki-mexaniki xarakteristikasını müəyyən edən amorf

fazanın möhkəmlənməsinə səbəb olur. Nanohissəciklərin polimerə göstərdiyi səmtləşdirmə və adsorbsiya təsiri makromolekulların hərəkətliyini zəiflədir və nəticə olaraq polimerdə mikroçatların əmələ gəlmə sürətini azaldır. Bu modifikasiya olunmuş polimerin nisbi uzanmasının azalmasında öz əksini tapır.

Nanohissəciklər yüksək fiziki-kimyəvi aktivliyə malik olduğuna görə onlar polimerin doldurucusu olduqda ən çox ehtimal olunan proseslər nanohissəciklərin polimerlə və ya bir-biri ilə qarşılıqlı təsir prosesləridir. Həm də bu proseslərdən biri daha üstün rol oynayır. Qeyd etmək lazımdır ki, amorf polimer fazasında lokal molekulyar nizamlanma sahələrinin yaranmasının polimer matrisanın möhkəmlənmə mexanizmində rolu daha böyükdür.

Alınmış nəticələr yeni nanokompozisiya materiallarının hazırlanmasına yardımcı olaraq neft-mədən avadanlıqlarında olan bir sıra çatışmazlıqların aradan qaldırılmasına xidmət edəcəkdir

Nəticələr

Nanohissəciklərin material strukturunda yaratdığı müxtəlif dəyişiklikləri tədqiq edərkən müəyyən edilmişdir ki, doldurucunun və ya modifikatorların matrisdə paylanmasından asılı olaraq materialların keyfiyyət göstəricilərində mühüm fərqlər meydana çıxır. Eyni zamanda kompozisiya materialının komponentləri arasında müxtəlif mərhələlərdə baş verən qarşılıqlı təsir əlaqəsinə görə xassələrdə müvafiq dəyişiklər baş verir.

Qeyd Müəllif nanotexnologiya sahəsində verdiyi dəyərli məsləhətlərə və eyni zamanda araşdırma işləri zamanı öz cəsarətləndirici fikirlərini əsirgəmədiyi üçün Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universitetinin “Maşınqayırma və Materialşünaslıq” kafedrasının müəllimi dos. Quliyev Ağəliyə öz dərin minnətdarlığını bildirir.

References

1. Yves Brechet, Jean-Yves Y. Cavaille, Emmanuelle Chabert, Laurent Chazeau, Rÿmy Dendievel, Lionel Flandin, Catherine Gauthie, Polymer Based

- Nanocomposites: Effect of Filler-Filler and Filler-Matrix Interactions, *Advanced Engineering Materials*, -2001, Vol. 3, № 8, P. 571–577
- 2.Н. Gleiter, *Nanostructured Materials: Basic Concepts and Microstructure*, *Acta Mater*, -2000, № 48, P. 1-29
- 3.Зельцерман И.М., Каминский Д.М., Онопко А.Д. Фрикционные муфты и тормоза гусеничных машин, М.: Машиностроение, -1965, С. 10-20
- 4.Бхушана Б., *Справочник Шпрингера по нанотехнологиям*, *Техносфера*, -2010, Т. II, С. 996-1001
- 5.Iskender Ozsoy, Askin Demirko, Abdullah Mimaroglu, Huseyin Unal, Zafer Demir // The Influence of Micro and Nano-Filler Content on the Mechanical Properties of Epoxy Composites, *Journal of Mechanical Engineering*, -2015, Vol. 61, № 10, P.601-609
- 6.Gao, Y., Liu, L., Zhang, Z., Mechanical Performance of Nano-CaCO₃ Filled Polystyrene Composites, *Acta Mechanica Solida Sinica*, -2009, Vol. 22, № 6, P. 555-562
- 7.Witold Brostow, Haley E. Hagg Lobland, Nathalie Hnatchuk, Jose M. Perez, Improvement of Scratch and Wear Resistance of Polymers by Fillers Including Nanofillers, *Nanomaterials (Basel)*, -2017, M.D.P.I., №7(3), P.1-12
- 8.А.А. Малыгин. Физика поверхности и нанотехнология: взаимосвязь и перспективы. *Соросовский образовательный журнал*, -2004, Т. 8, № 1, С. 7-21.
- 9.Eduardo L. Canedo, Laura H. Carvalho, Severino R. Farias Neto, Antonio Gilson Barbosa de Lima, C. J. Silva, *Moisture Transport Process in Vegetable Fiber Composites: Theory and Analysis for Technological Applications*, *Industrial and Technological Applications of Transport in Porous Media*, Springer, -2015, P. 37-62
- 10.Nanostructures and Nanomaterials: Synthesis, Properties and Applications, Guozhong Cao, Imperial College Press, -2004, P.352-361
11. А.Ə.Quliyev, A.V.Şərifova, *Kompozisiya materialları*, Bakı, ADNSU nəşri, -2016, S.9-105.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ СЛУЧАЕВ СОЗДАЮЩИХ
ИЗМЕНЕНИЙ В МАТЕРИАЛЬНОЙ СТРУКТУРЕ
НАНОЧАСТИЦЫ
Ф. Ф. ЮСУБОВ**

При исследовании различных изменений, внесенных в структуру материала наночастицы, было установлено, что существуют существенные различия в качестве материалов в зависимости от распределения наполнителя или

модификаторов в матрице. В то же время имеются существенные изменения в свойствах компонентов композитного материала в зависимости от эффекта взаимодействия на разных этапах.

**INVESTIGATION OF EFFECTS OF STRUCTURAL CHANGES ON
PROPERTIES CAUSED BY NANOPARTICLES**

F.F.YUSUBOV

While investigating the various changes in material structure caused by nanoparticles, it has been determined that there are significant differences in the quality of materials depending on the distribution of the filler or modifiers in the matrix. At the same time, there are relevant changes in the properties of the components of the composite material, depending on the interaction effect at different stages.

УДК: 665-752

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СТЕПЕНИ ОБВОДНЕННОСТИ НЕФТИ НА СОСТАВ ГАЗОВОЙ ФАЗЫ

Искендеров Э.Х., Исмайылов Г.Г., Исмайылова Ф.Б.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и
Промышленности

E.mail: e.iskenderov62@mail.ru

Ключевые слова: пластовая нефть, подошвенные воды, состав газа, плотность, вязкость, обводненность, газовая фаза, ранг, функция классификации, экспертная оценка.

Пластовая нефть при эксплуатации нефтяных месторождений, разрабатываемых путем заводнения неизбежно вступает в контакт с водой. Помимо этого, при контакте с насыщенной газом нефтью подошвенные воды, находящиеся в движении, могут растворять в себе газовые компоненты. Результатами исследований [1] была установлена разница в составах газов приконтурных и центральных частей нефтяной залежи. Игнорирование содержания воды в пластовой жидкости, как отмечают авторы [2], приводит к ошибкам в оценке количества растворенного газа. Особенно важное значение имеет переход газа из насыщенной газом нефти в водную фазу при ее контакте с нефтью.

Вода оказывает существенное влияние и на фазовые превращения газоконденсатных смесей. В работе [3] приведены, показывающие, что явления конденсации воды вместе с высококипящими компонентами из пластовых газоконденсатных смесей при изотермическом снижении давления приводят к увеличению давления однородного состояния.

В работе [4] изучено влияние растворения газов в воде на

изменение состава растворенных в нефти газов. Было экспериментально установлено, что перераспределение газовых компонентов приводит к понижению давления насыщения на несколько атмосфер, а газонасыщенность нефти уменьшается на 3-6%. Было установлено, что с возрастанием времени контакта соотношения объемов водной и нефтяной фаз, температуры и давления насыщения увеличивается переход неуглеводородных и труднорастворимых в нефти газов в водную фазу. Более подробно влияние соотношения объемов водной и нефтяной фаз изучалось в работе [5] на основе смеси газ-вода-нефть после контакта в течение 24 часов с последующим снижением давления путем отбора проб газа. При этом показано изменение содержания отдельных компонентов в отбираемом газе в зависимости от соотношения объемов водной и нефтяной фаз.

Изучение закономерностей изменения физико-химических свойств жидкостей и газа в результате их взаимного контакта в пластовых условиях необходимо при решении ряда вопросов разработки и

эксплуатации месторождений нефти и газа. Приведенные результаты показывают, что наличие контакта водоносной зоны с нефтью изменяет свойства пластовой нефти, а именно: плотность и вязкость, количество и состав растворенного газа.

Описанное явление – понижения давления насыщения приконтурной нефтяной зоны – может ввести в заблуждение при оценке типа залежи и классифицировать ее как недонасыщенную, поскольку с возрастанием глубины пластовое давление будет повышаться и может оказаться выше давления насыщения. При этом в удаленных от водонефтяного контакта зонах, т.е. в повышенных частях залежи, давление насыщения может быть равным пластовому. В этом случае залежь классифицируется как предельно насыщенная.

В процессе эксплуатации при снижении пластового давления ниже давления насыщения как из нефти, так и из воды начинается выделение газа. Газ, выделяющийся из водной фазы, опережая продвигающуюся воду, имеет состав, отличный от газа, растворенного в нефти. В нефтяных месторождениях, имеющих контакт с активным водонапорным бассейном, разработка залежей сопровождается вторжением воды в нефтяную залежь, что приводит к развитию на месторождении водонапорного режима. Вторжение воды в залежь ведет к изменению нефти – и водонасыщенностей отдельных участков залежи.

Косвенное обнаружение этого факта могло бы служить

подтверждением развития на месторождении водонапорного режима. В данном разделе исследуется возможность выявления изменения соотношения между объемом воды и нефти в залежи на основе анализа компонентного состава добываемого газа [6].

Исследование носит экспериментальный характер. Опыты проводились на установке, приведенной на рис 1. Установка состоит из бомбы высокого давления 1, манифольда 3, измерительного пресса 2, баллона с природным газом 6, стеклянных пробирок для отбора пробы газа 7. Кроме того, для анализа компонентного состава отобранных проб в экспериментах применялся хроматограф 8. На описанной установке были проведены 2 серии экспериментов, характеризующихся как различным количеством заправленной в бомбы *PVT* жидкости, так и соотношением объемов воды и нефти. В первой серии экспериментов в бомбы *PVT* заправлялось 10^{-4} м^3 жидкости, во второй серии – $3 \times 10^{-4} \text{ м}^3$. В качестве модели нефти был принят додекан ($C_{12}H_{26}$). В рамках каждой серии было проведено 4 опыта, в которых изменялось соотношение объема воды к объему нефти и обводненность принимала значения: $\beta = 0; 30; 50; 70\%$. Во всех опытах начальное давление в системе составляло 12,8 МПа. Это осуществлялось путем закачки в бомбу природного газа.

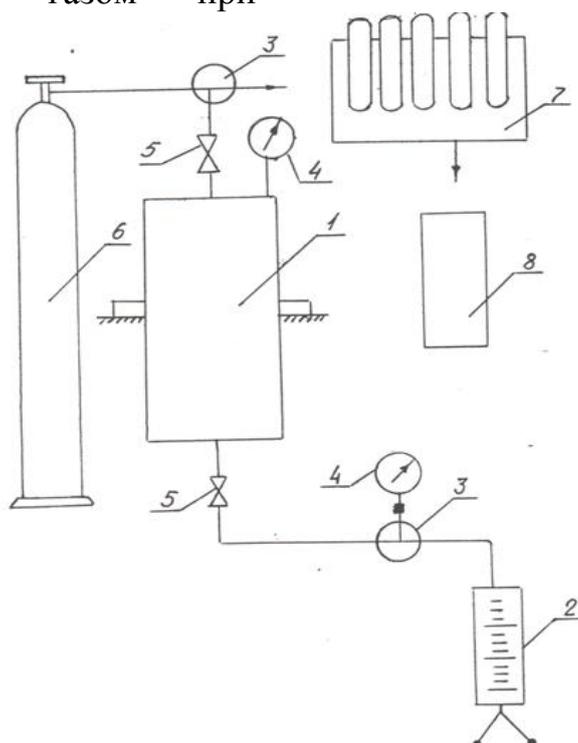
Методика проведения экспериментов состояла в следующем: в бомбу *PVT* заправлялось необходимое в опыте количество жидкого углеводорода и

воды, после чего производилось
заполнение бомбы газом при

давлении

12,8

МПа.



1 – бомба PVT, 2 -измерительный пресс, 3 – манифольд, 4 – манометр, 5 –
вентиль, 6 – газовый баллон, 7 – робирки, 8 - хроматограф

Рис. 1. Схема экспериментальной установки.

В качестве газовой фазы в
опытах использовался природный газ
состав которого представлен
следующими значениями содержаний
(% мол) : $C_1 - 95,57$; $C_2 - 2,75$; $C_3 -$
 $0,75$; $C_{i4} - 0,13$; $C_{n4} - 0,22$; $C_{i5} - 0,09$;
 $C_{n5} - 0,08$; $C_6 - 0,07$; $C_7 - 0,02$ и $CO_2 -$
 $0,32$. Для достижения равновесного
состояния газоводонефтяной системы
в бомбе PVT, приготовленная смесь
выдерживалась в течение суток при
давлении газовой шапки, равном
начальному. После этого опорожняли
бомбу PVT, где происходило
снижение давления. По мере
снижения давления производили
отбор пяти проб газа на выходе из
бомбы при давлениях 12,0; 10,5; 9,0;

7,5; 6,0 МПа. Результаты
хроматографического анализа проб и
значения давлений, соответствующие
моментам отбора проб для двух серий
экспериментов (таблица 1) показали,
что изменение обводненности нефти
ведет к заметному изменению
содержания отдельных компонентов в
составе отбираемого газа. Причем
различные компоненты по разному
реагируют на изменение
обводненности.

Для того, чтобы
охарактеризовать изменение
компонентного состава попутного
газа одним интегральным
показателем, воспользуемся методом
экспертных оценок [7].

Таблица 1

Состав газа и вычисленные функции классификации R

Пробы газа	Ступени давления, МПа	Компоненты, % мол						R
		C_1	C_2	C_3	C_4	C_{5+}	CO_2	
Серия I, опыт 1, $\beta_B = 0\%$								
1	12,0	96,05	2,67	0,56	0,20	0,07	0,35	17
2	10,5	96,03	2,68	0,58	0,20	0,05	0,37	17
3	9,0	95,98	2,73	0,57	0,19	0,05	0,34	17
4	7,5	96,10	2,71	0,57	0,20	0,05	0,37	17
5	6,5	96,22	2,74	0,59	0,19	0,05	0,22	16
опыт 2, $\beta_B = 30\%$								
1	12,0	96,15	2,65	0,61	0,20	0,07	0,41	19
2	10,5	95,94	2,84	0,57	0,25	0,07	0,46	20
3	9,0	96,02	2,77	0,60	0,19	0,07	0,35	18
4	7,5	95,94	2,82	0,60	0,20	0,06	0,38	19
5	6,5	95,65	2,95	0,60	0,20	0,06	0,55	22
опыт 3, $\beta_B = 50\%$								
1	12,0	95,71	2,93	0,67	0,25	0,09	0,45	24
2	10,5	95,73	2,86	0,63	0,24	0,09	0,45	24
3	9,0	95,87	2,86	0,64	0,24	0,08	0,49	22
4	7,5	95,64	2,88	0,68	0,23	0,08	0,49	22
5	6,5	95,20	3,05	0,69	0,24	0,07	0,63	27
опыт 4, $\beta_B = 70\%$								
1	12,0	2,92	0,69	0,28	0,10	0,44	25	25
2	10,5	2,89	0,69	0,26	0,09	0,52	25	25
3	9,0	2,88	0,73	0,26	0,09	0,43	26	26
4	7,5	2,91	0,68	0,27	0,09	0,58	26	26
5	6,5	3,12	0,71	0,27	0,09	0,65	29	29
Серия II, опыт 5, $\beta_B = 0\%$								
1	12,0	96,94	2,17	0,40	0,10	0,04	0,35	8
2	10,5	96,96	2,20	0,38	0,11	0,03	0,32	7
3	9,0	96,95	2,18	0,37	0,09	0,02	0,39	7
4	7,5	96,94	2,23	0,38	0,09	0,02	0,34	7
5	6,5	96,78	2,32	0,34	0,09	0,02	0,33	8
опыт 6, $\beta_B = 30\%$								
1	12,0	96,73	2,30	0,43	0,12	0,04	0,38	9
2	10,5	96,74	2,35	0,43	0,12	0,05	0,32	10
3	9,0	96,72	2,33	0,40	0,12	0,04	0,39	10
4	7,5	96,64	2,39	0,42	0,12	0,04	0,39	10
5	6,5	96,46	2,55	0,45	0,11	0,05	0,39	11

Продолжение таблицы 1

Пробы газа	Ступени давления, МПа	Компоненты, % мол						R
		C_1	C_2	C_3	C_4	C_{5+}	CO_2	
опыт 7, $\beta_B = 50\%$								
1	12,0	96,53	2,41	0,47	0,14	0,05	0,40	13
2	10,5	96,62	2,44	0,48	0,14	0,03	0,29	10
3	9,0	96,502	2,45	0,48	0,14	0,03	0,39	13
4	7,5	96,59	2,51	0,45	0,14	0,03	0,40	12
5	6,5	96,31	3,61	0,46	0,16	0,03	0,43	13
опыт 8, $\beta_B = 70\%$								
1	12,0	96,04	2,86	0,59	0,20	0,06	0,45	19
2	10,5	96,09	2,66	0,61	0,19	0,05	0,32	18
3	9,0	96,15	2,70	0,59	0,18	0,05	0,33	17
4	7,5	95,24	2,75	0,64	0,19	0,05	0,43	21
5	6,5	96,01	2,77	0,63	0,16	0,05	0,41	18

Метод экспертных оценок – один из способов принятия решения при распознавании объектов на основе "коллективной интуиции". Достоинством таких оценок является то, что они позволяют выявить основные факторы, установить относительную важность их и дают возможность контролировать и оценивать будущие результаты.

Допустим, что N экспертам предлагают оценить M объектов x_1, x_2, \dots, x_m . Каждый эксперт располагает объектами по порядку в соответствии с их убывающей ценностью. Эта процедура называется ранжированием. Рангом объекта называется его порядковый номер в его ранжированной последовательности.

Функция классификации (R) для данного объекта определяется

суммированием значений рангов по всем признакам, характеризующим данный объект.

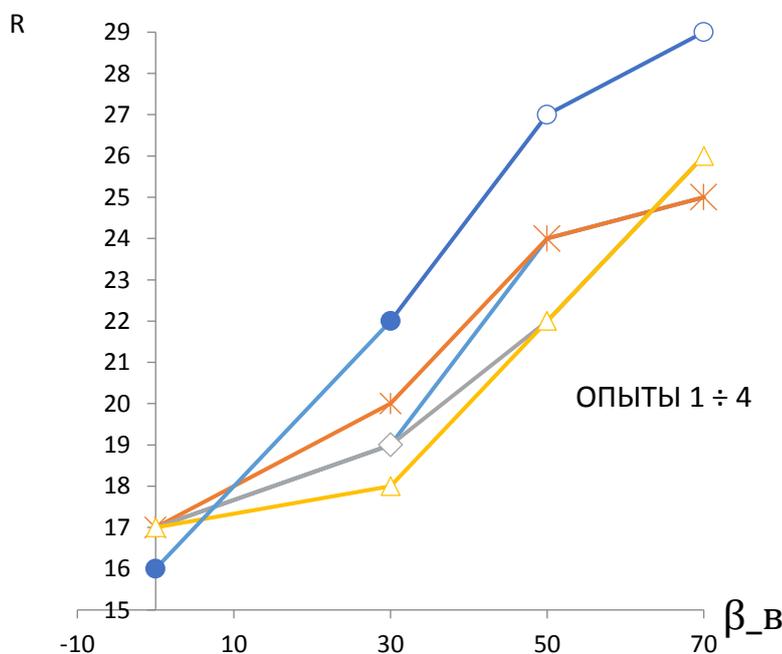
Согласно указанному методу, производим ранжирование признаков. С этой целью весь диапазон изменения каждого признака (компонента) разбивается на ряд интервалов и каждому интервалу присваивается определенное число рангов. Количество интервалов в каждом отдельном случае определяется необходимой точностью, предъявляемой к функции классификации, а также характерам изменения значений признаков. Интервалы разбиения компонентов газа и соответствующие им ранги представлены в таблице 2.

Таблицы 2

Ранжирование признаков (компонентов газа) (по данным лабораторных исследований)

Содержание компонент, % мол						Значение рангов в R_{xi}
C_1	C_2	C_3	C_4	C_{5+}	CO_2	
более	2,1 – 2,3	0,3 –	0,09 –	0,01 –	0,02 –	1
96,6	2,3 – 2,5	0,4	0,14	0,03	0,03	2
96,6 –	2,5 – 2,7	0,4 –	0,14 –	0,03 –	0,3 –	3
96,2	2,7 – 2,9	0,5	0,19	0,05	0,04	4
96,2 –	более	0,5 –	0,19 –	0,05 –	0,4 –	5
95,08	2,9	0,6	0,24	0,07	0,05	
95,8 –		0,6 –	0,24 –	0,07 –	0,5 – 0,6	
95,4		0,7	0,29	0,09	более	
менее		более	более	более	0,6	
95,4		0,7	0,29	0,09		

Функция классификации R для конкретного состава газа получается суммированием рангов шести признаков $C_1; C_2; C_3; C_4; C_5; CO_2$. $R = \sum_{i=1}^6 R_{xi}$



1÷5 соответственно при $P=12,0; 10,5; 9,0; 7,5; 6,0$ МПа

Рис.2. Изменение функции классификации R в зависимости от обводненности нефти.

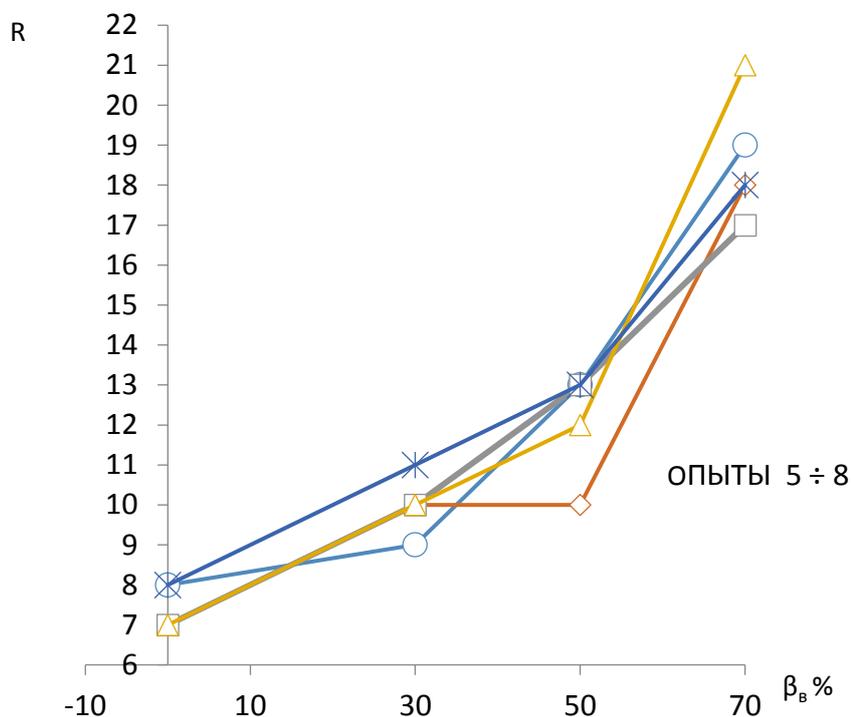


Рис.3. Изменение функции классификации R в зависимости от обводненности нефти (обозначения см.рис.2)

Применение метода экспертных оценок к полученным в двух сериях экспериментов результатам позволило построить графические зависимости $R=R(\beta)$ для пяти постоянных давлений отбора пробы газа. Указанные графические зависимости для первой и второй серий экспериментов представлены соответственно на рис. 2 и 3. Как следует из этих рисунков, с увеличением отношения V_B/V_H происходит значительный рост значений функции классификации R .

ЛИТЕРАТУРА

1. Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. М.: Недра, -1976.- 221С.
2. Тривус Н.А., Лапис С.И., Гусейнов Т.М., Салимов М.А. Влияние степени обводненности пластовой нефти на количество растворенного газа. АНХ, Б.: - №1, -1962.- С.28-31.
3. Гриченко А.И. Исследование влияния воды на фазовые превращения газоконденсатных смесей // Науч.жур. Газовое дело. М.: №4.- 1964.- С.3-11
4. Рафибейли Н.М., Рагимов О.П., Байрамов А.М. Влияние водной фазы на термодинамическую характеристику газонефтяной системы. Изв. ВУЗов, " Нефть и газ ". Б.: - №12.-1975.- С.38-40
5. Мизаджанзаде А.Х., Багирзаде Ф.М., Степанова Г.С., Разамат М.С. Прикладная геохимия нефти и газа. Баку, Аз. Гос.изд. -1985.- 291С.
6. Исмаилов К.К. О некоторых решениях принятых в нефтегазодобыче на основе геохимических данных. АНХ, Б.: -№4.-1997.- С.9-14

7. Бешелов С.Д., Гуревич Ф.Г. Математико-статистические методы экспертных оценок. М.:, Статистика, -1974.-61С.

NEFTİN SULAŞMA DƏRƏCƏSİNİN QAZ FAZASININ TƏRKİBİNƏ TƏSİRİNİN TƏDQIQI

E.X.İskəndərov, Q.Q.İsmayilov, F.B.İsmayılova
XÜLASƏ

Neft yataqlarının suvurma ilə istismarı zamanı lay nefti su ilə qaçılmaz təmasda olur. Bununla yanaşı qazla doymuş neftlə təmasda olduqda hərəkətdə olan daban və ya kontur suları ayrı-ayrı qaz komponentlərini özündə həll edə bilir.

Statik şəraitdə neftlərin sulaşma dərəcəsinin həll olan qazın komponent tərkibinə təsirini öyrənmək üçün müxtəlif həcm nisbətlərində olan su-neft sistemlərində həll olmuş qazın komponent tərkibinin müxtəlif təzyiqlərdə dəyişməsi tədqiq edilmişdir.

Alınmış nəticələrin ekspert qiymətləndirilməsi üsulu ilə təhlili nəticəsində müəyyən edilmişdir ki, sulaşma dərəcəsinin qazın komponent tərkibinə olan təsiri xüsusi qanunauyğunluqla baş verir. Bu hal qazın tərkibinin dəyişilməsi dinamikasına görə neftin hansı dərəcədə sulaşmasını təyin etməyə imkan verir.

Digər tərəfdən müəyyən edilmişdir ki, laboratoriyadan fərqli olaraq real şəraitdə neftin su ilə təmas zonası dəfələrlə çox olduğu üçün fazaların yenidən paylanmasının təsiri daha çox olacaqdır.

Açar sözlər: lay nefti, daban suları, qazın tərkibi, sıxlıq, sulaşma, qaz fazası, ranq, klasifikasiya funksiyası, ekspert qiymətləndirmə.

RESEARCH THE EFFECT OF WATER-CUTTING TO THE COMPOSITION OF THE GAS PHASE

E.K.Iskandarov, G.G.Ismayilov, F.B.Ismayilova
SUMMARY

During exploitation of oil fields, it is inevitable oil contact with water. At the same time, the shell or contour water that moves in contact with the saturated gas can independently solve different gas components.

It has been researched change of gas component composition at different pressures which was solved in different volumes of water-oil systems to research the effect of water-cutting degree of oil in static conditions to the composition of the gas phase.

As a result of the expert evaluation of the obtained results, it was determined that the effect of water-cutting degree to the composition of the gas occurs with special regularity. It allows to determine water-cutting degree of oil due to the dynamics of gas composition change.

On the other hand, it has been established that, the fact that the oil contact zone with water is more than in real terms in contrast to the laboratory, that is why, the effect of redistribution of the phases will be greater

Key words: composition of gas, density, water-cutting, gas phase, rank, classification function, expert evaluation

УДК 678.660.541.64

МОДИФИКАЦИЯ ЭТИЛЕН-ПРОПИЛЕНОВОГО КАУЧУКА ХЛОРИРОВАННЫМ ПОЛИИЗОПРЕНОМ

Мовлаев И.Г., Алиева Г.А.

Азербайджанский Университет Нефти и Промышленности

Ключевые слова: модификация, этилен-пропиленовый каучук, хлорированный полиизопрен, бинарная смесь, эффективная вязкость, скорость сдвига, напряжение сдвига

Была проведена модификация этилен-пропиленового каучука с хлорированным полиизопреном (ХПИ). Модификация проводилась при температуре 30-40⁰С в течение 4-5 минут на лабораторных вальцах.

Бинарная смесь СКЭПТ/ХПИ была приготовлена в соотношениях, представленной в таблице 1, а далее были изучены реологические характеристики при различной температуре и напряжении.

Таблица 1

Состав бинарной смеси СКЭПТ/ХПИ

№	Шрифт смеси Название ингредиентов							
		1	2	3	4	5	6	7
1	СКЭПТ-60	100	97,5	95	92,5	90	85	80
2	ХПИ	-	2,5	5	7,5	10	15	20

Для изменения свойств, состава и строения полимерной композиции в гетерофазную полимерную смесь были введены вещества и соединения различной природы. Компоненты, введенные в полимерную смесь, имеют различную структуру, вследствие чего они не могут равномерно распределяться между фазами полимера. Из-за того, что компоненты неравномерно распределяются внутри полимерной фазы, они изменяют и влияют на свойства полимерной смеси.

При образовании бинарной полимерной смеси структура и строение фазы сильно изменяется.

Среди модифицирующих добавок, большое внимание отводится полимерам, содержащим в

своем составе функциональные группы. Такие полимерные добавки улучшают внутрифазовые связи, а также совмещение полимеров в зоне связи и предотвращают разделение фаз [1].

Реологические свойства полимерных смесей определяются степенью дисперсности, строением дисперсной фазы и связями между фазами. В области исследования реологических характеристик смесей эластомеров проведено очень мало работ и в этих работах изучены очень важные свойства смесей, т.е. изучена связь между реологическими свойствами смесей и свойствами вулканизатов [2-3].

Основываясь на изучение свойств полимеров и полимерных смесей исследование неньютоновского характера течения дает возможность оценки физико-химических свойств.

Под влиянием температуры и напряжения в результате полимераналогичных превращений полимеров и полимер-бинарной смеси, происходит изменение комплекса реологических свойств. Эти изменения характеризуют изменение молекулярного состава и структуры полимера.

Исследование реологических свойств дает возможность определения связи между полимером и составом бинарной смеси и их реологическими характеристиками, а также выбора режима переработки.

В бинарной смеси СКЭПТ/ХКПЕ такие факторы как взаимосвязь между СКЭПТ и ХКПЕ при различной температуре, состав смеси СКЭПТ/ХКПЕ являются причиной изменения эффективной вязкости. При наличии в составе смеси 10-30%

(масс.) ХКПЕ в результате взаимодействия наблюдается увеличение эффективной вязкости [4].

Сущность изучения реологических свойств полимерных смесей в капиллярном вискозиметре заключается в разнице между давлением на конце капилляра и объемом расхода, созданного этим же давлением. Течение полимера – это направленное местоизменение (сдвиг) центра тяжести по отношению друг к другу макромолекул под влиянием внешнего давления. Кривые течения дают возможность изучению влияния показателей формования (γ, T, P) влажности, структурных показателей на вязкость полимерных смесей.

При температурах 100, 120, 150, 170, 190°C и под влиянием нагрузки равной $G_1(11,75\text{кг})$, $G_2(20,85\text{кг})$, $G_3(27,35\text{кг})$, $G_4(32,6)$ было рассчитано количество объемного расхода бинарных смесей, указанных в таблице 2.

Таблица 2

Время, потраченное на показатель расхода $S=20\text{мм}$ при различной температуре и нагрузке (G) для расплава бинарной смеси СКЭПТ/ХПИ

Использованная нагрузка	Температура							
	100°C				120°C			
	G_1, kq 11,75	G_2, kq 20,85	G_3, kq 27,35	G_4, kq 32,6	G_1, kq 11,75	G_2, kq 20,85	G_3, kq 27,35	G_4, kq 32,6
Нумерация образцов								
1	51"02"	47"47"	28"40"	15"04"	39"69"	18"80"	12"006"	8"61"
2	44"51"	34"67"	21"91"	12"64"	26"51"	14"43"	9"99"	7"33"
3	24"26"	20"76"	15"01"	10"24"	25"98"	13"43"	9"59"	6"52"
4	21"81"	18"92"	10"21"	8"61"	20"71"	11"43"	8"03"	5"74"
5	20"85"	14"81"	9"85"	7"22"	15"04"	9"85"	7"29"	5"33"
6	16"19"	12"10"	7"85"	5"54"	13"23"	8"56"	5"98"	4"36"

7	12"76'''	8"65'''	6"58'''	4"52'''	10"28'''	6"90'''	5"39'''	3"66'''
	150°C				170°C			
1	16"77'''	7"56'''	5"27'''	3"78'''	11"81'''	6"44'''	3"57'''	2"31'''
2	9"10'''	5"33'''	3"95'''	3"09'''	8"504'''	4"77'''	3"11'''	2"13'''
3	7"56'''	4"64'''	3"58'''	2"72'''	7"18'''	4"34'''	2"93'''	2"04'''
4	7"07'''	4"37'''	3"27'''	2"57'''	6"55'''	4"11'''	2"85'''	1"99'''
5	6"58'''	4"14'''	3"09'''	2"49'''	6"35'''	3"91'''	2"75'''	1"96'''
6	6"03'''	3"98'''	2"92'''	2"35'''	6"00'''	3"78'''	2"72'''	1"94'''
7	5"74'''	3"77'''	2"87'''	2"27'''	5"98'''	3"67'''	2"70'''	1"93'''
	190°C							
1	8"49'''	4"99'''	2"92'''	2"02'''				
2	8"65'''	4"97'''	2"82'''	1"99'''				
3	7"71'''	4"68'''	2"72'''	1"94'''				
4	8"16'''	4"63'''	2"82'''	1"93'''				
5	7"33'''	4"39'''	2"65'''	1"87'''				
6	7"15'''	4"36'''	2"58'''	1"81'''				

По результатам проведенных расчетов были построены графики зависимости объемного расхода расплава полимера при различной

температуре (100; 120; 150; 170 и 190°C) и нагрузке (G) от количества ХПИ в бинарной смеси СКЭПТ/ХПИ (рис.1-5)

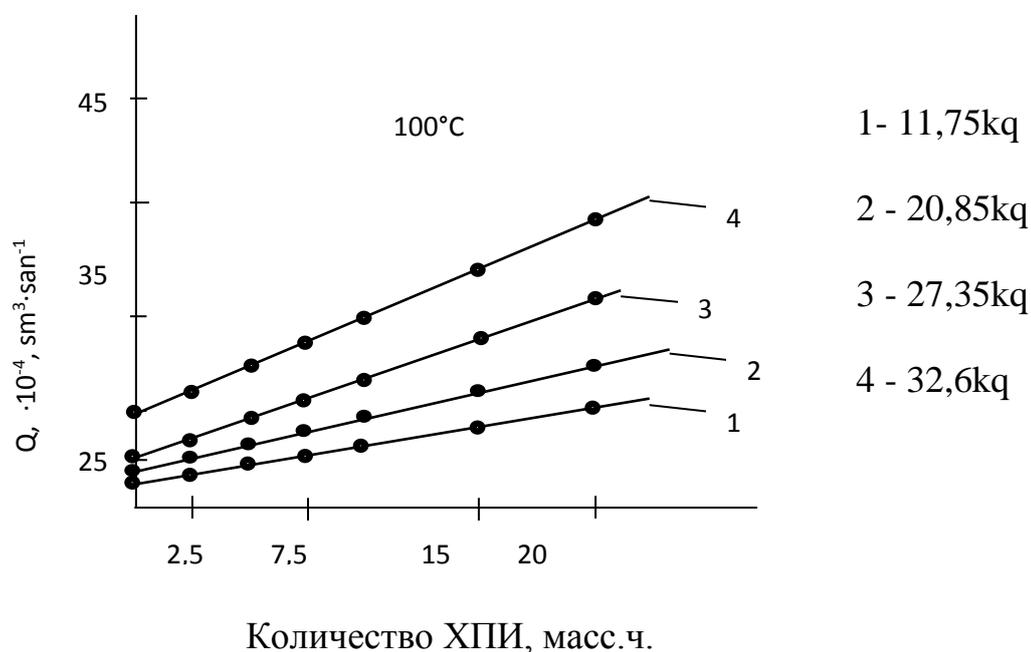


Рис.1. График зависимости объемного расхода расплава полимера при температуре 100°C и нагрузке (1, 2, 3, 4) от количества ХПИ в бинарной смеси СКЭПТ-60/ХПИ

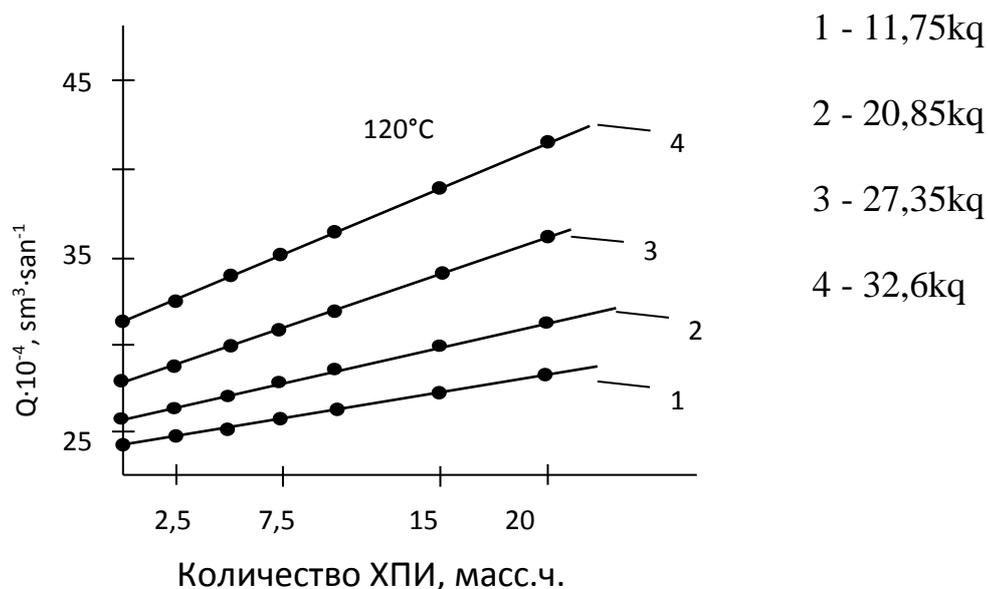


Рис.2. Зависимость объемного расхода расплава полимера при температуре 120°C и нагрузке (1, 2, 3, 4) от количества ХПИ в бинарной смеси СКЭПТ-60/ХПИ

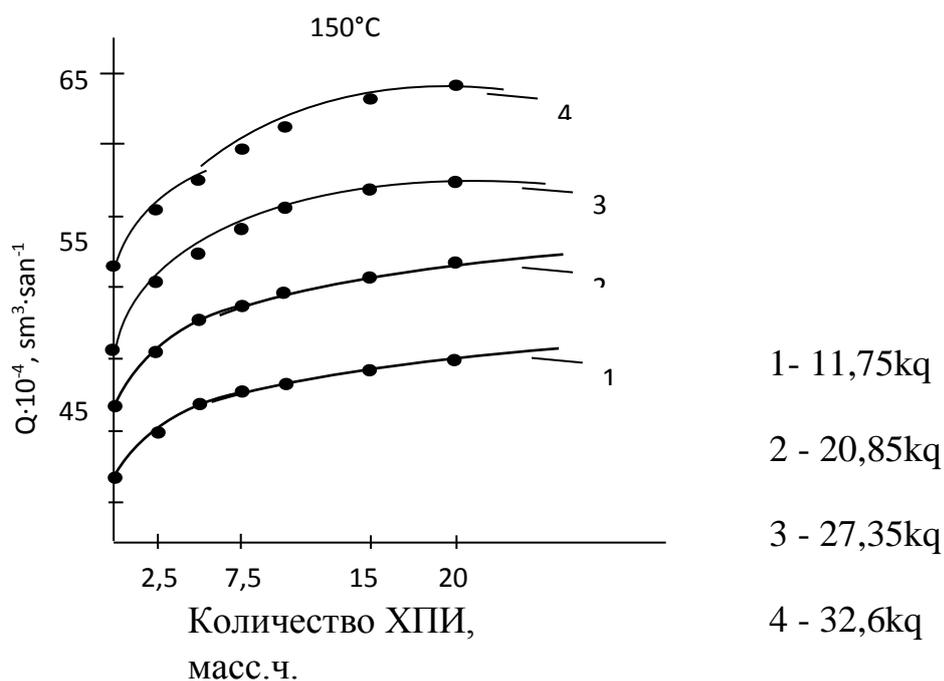


Рис.3. Зависимость объемного расхода расплава полимера при температуре 150°C и нагрузке (1, 2, 3, 4) от количества ХПИ в бинарной смеси СКЭПТ-60/ХПИ

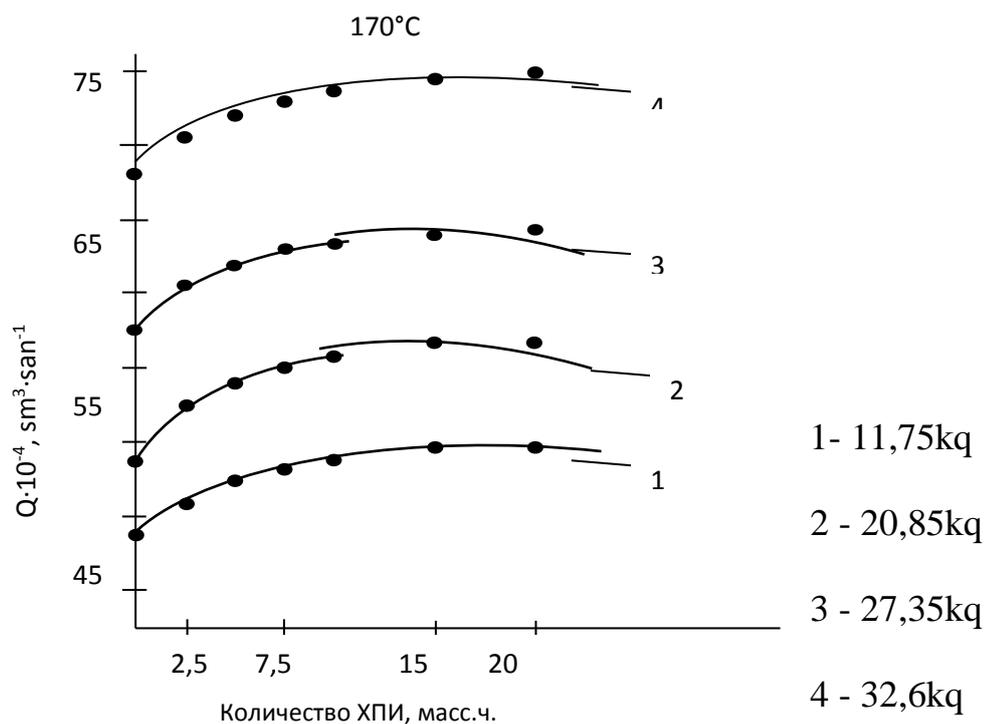


Рис.4. Зависимость объемного расхода расплава полимера при температуре 170°C и нагрузке (1, 2, 3, 4) от количества ХПИ в бинарной смеси СКЭПТ-60/ХПИ

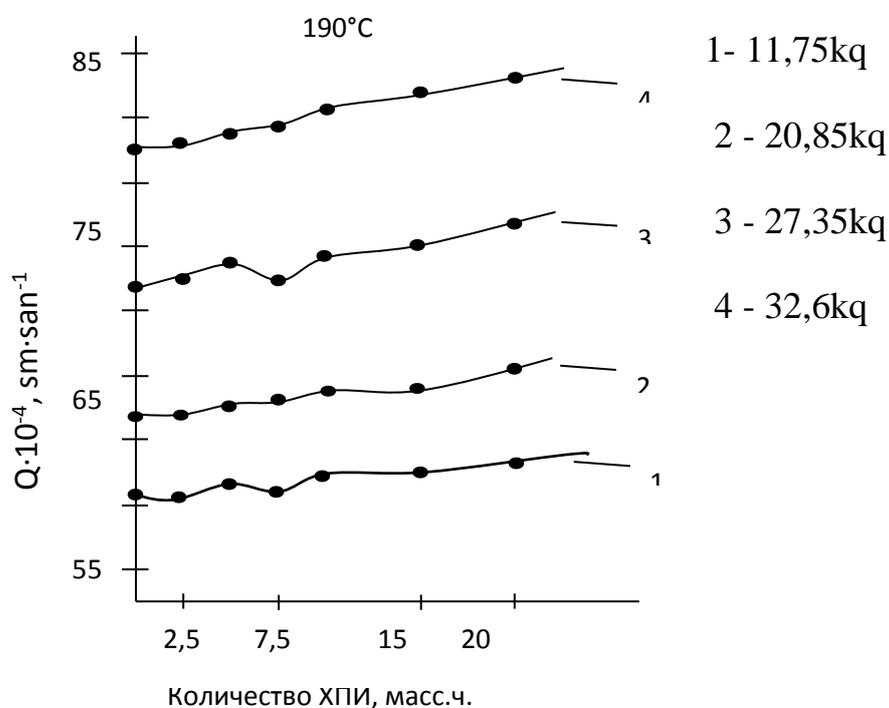


Рис.5. Зависимость объемного расхода расплава полимера при температуре 190°C и нагрузке (1, 2, 3, 4) от количества ХПИ в бинарной смеси СКЭПТ-60/ХПИ

Под воздействием же нагрузок G_2, G_3, G_4 объемный расход резко увеличивается. Это говорит о том, что с увеличением нагрузки на расплав

полимера усиливается процесс деструкции рис.3 и рис.4. Как видно из характера кривой течения при температуре 190°C и под воздействием различных нагрузок объемный расход расплава полимера направляется по прямой линии и

объемный расход смеси СКЭПТ/ХПИ мало отличается от объемного расхода этилен-пропиленового каучука (рис.5.). Этот факт свидетельствует о процессе сшивании в полимерной смеси СКЭПТ

ЛИТЕРАТУРА

1. Əmirov F.Ə. Plastik kütlələrin və elastomerlərin emalının nəzəri əsasları. Bakı, 2006, 193s.
2. Билалов Я.М., Донцов А.А., Абдуллаев М.Н., Мамедов Х.Б. Исследование влияния хлорпарафина на свойства смесей каучуков и их вулканизаторов. Азерб.Хим.Журн., 1983, № 1, с.74-76
3. Липатов Ю.С. Межфазные явления в смесях полимеров. Ж.Высокомолекулярные соединения. 1978, серия А, т.2, № 1, с.3-7
4. Билалов Я.М., Мовлаев И.Г., Исмаилов Т.М., Ибрагимов А.Д. Реологические свойства полимерной композиции этилен-пропиленового тройного сополимера м хлоркарбокисилированного полиэтилена. Изв.ВУЗов, серия «Нефть и аз», 984, № 3, 33-35.

ETİLEN-PROPİLEN KAUCUKUNUN XLORLAŞDIRILMIŞ POLİPROPENLƏ MODİFİKASIYASI

Mövlayev İ.H., Əliyeva G.A.

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

Etilen-propilen kauçukunun xlorlaşdırılmış polipropenlə modifikasiyası aparılmışdır.modifikasiya laboratoriya vərdənəsində 30-40°C temperaturda 4-5 dəqiqə müddətində aparılmışdır. Aparılmış tədqiqatlar nəticəsində belə qənaətə gəlmək olar ki, SKEPT/XPI polimer qarışığının emalının optimal şəraiti aşağıdakı kimidir: temperatur 150-160°C, G₁ yük altında və SKEPT/XPI polimer qarışığında XPI-nin miqdarı 2,5-5,0 k.h.

MODIFICATION OF ETHYLENE-PROPYLENE RUBBER CHLORINATED POLYISOPRENE

Movlaev I.G., Aliyev G.A.

Azerbaijan University of Oil and Industry

Was modified ethylene-propylene rubber chlorinated polyisoprene — (HPI). Modification was carried out at a temperature of 30-40°C for 4-5 minutes on laboratory rollers according to the results of the studies can come to the conclusion that the optimal conditions of processing of polymer mixtures of EPDM/KPI are: temperature of 150-160° c, load and the number of KPI in the composition of the polymer mixture 2.5 - 5.0 the masses.

УДК: 605.6

ПОЛИФУНКЦИОНАЛЬНОЕ МЕРОПРИЯТИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШТАНГОВЫХ НАСОСНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Т.А. Самедов, С.Д. Мустафаев, В.Б. Ханалиев
(Азербайджанский Государственный Университет
Нефти и Промышленности)

Ключевые слова: штанговая насосная скважина, полифункциональное мероприятие, подлив жидкости, вязко-пластичная нефть, двусторонние КВД, динамический уровень жидкости, статический уровень жидкости, пластовое давление, индикаторная диаграмма, изменение режима работы.

Полифункциональным мероприятием является подлив или закачка чистой жидкости в затрубное пространство, которое осуществляется в различных целях, при эксплуатации штанговых глубинно-насосных скважин, выполняя различные технологические процессы.

1. Подлив жидкости в затрубное пространство скважин с интенсивным пескопроявлением имеет многолетний промысловый опыт и осуществляется с целью улучшения условий подъема частиц песка на дневную поверхность. С постоянным подливом чистой жидкости в скважину увеличивается количество жидкости и уменьшается концентрация частиц песка в восходящем потоке продукции скважины. Это является одной функцией отмеченного полифункционального мероприятия и предупреждает формирование песчаной пробки в скважине или уменьшает интенсивность этого нежелательного процесса.

В настоящее время на нефтяных промыслах, в штанговых глубинно-насосных скважинах применяются различные технологические схемы подлива жидкости, которые подробно освещены в литературе [1, 2, 3, 4]. Этот вид подлива жидкости осуществляется непрерывно до конца разработки нефтяной месторождения.

Необходимо отметить что, осуществление полифункционального мероприятия в виде подлива жидкости проводится в двух различных вариантах: в одном варианте, динамический уровень жидкости в работающей штанговой

глубинно-насосной скважине с помощью подлива чистой жидкости в затрубное пространство, поднимается несколько метров выше его статического положения, а в другом варианте, он поднимается несколько метров вверх, но не доходит до его статического положения.

Следует отметить что, на нефтяных промыслах при осуществлении многих мероприятий, требуется остановить работу штанговой глубинно-насосной установки. Это приводит к некоторым нежелательным отрицательным последствиям, например, потерям в добыче нефти и газа, заклиниванию плунжера в цилиндре насоса, обрыву колонны штанг и т.д.

При замере пластового давления, путем снятия кривой восстановления давления (КВД), при изменении режимов работы скважины путем изменения числа качания в минуту "n" балансира станка качалки и путем изменения длина хода плунжера насоса "S" промысловики останавливают работу скважины. С другой стороны, если добываемая нефть является вязко-пластичной жидкостью в пластовых условиях, то в таких скважинах снимаются двусторонние КВД, определяются пластовое давление, начальный перепад давления " ΔP_0 " и начальный градиент давления "G" здесь также подливается жидкость в затрубное пространство и уровень поднимается несколько метров выше своего статического положения. По таким причинам промысловики не любят провести работы требующие остановку скважин и поэтому число подобных

2. исследований резко уменьшилось, особенно в старых истощенных месторождениях.

3. В конце 60-х годов XX века предложен метод определения пластового давления штанговых глубинно-насосных

4. уровень жидкости в скважине поднимается несколько метров выше своего статического положения, прекращается подлив жидкости и не задерживаясь прослеживается снижение и восстановление динамического уровня. В прямоугольной системе координат строится кривая восстановления динамического уровня жидкости, которая получается в виде вогнутой относительно оси глубин монотонной кривой. После этого в той же системе координат строится прямолинейный наклонный график, являющийся характеристикой насоса, работающего в исследуемой скважине. Затем проводится прямая касательная к построенной кривой и параллельная к характеристике насоса. Одна координата (т.е. ордината) построенной точки касания дает глубину статического положения уровня жидкости, по которой определяется значение пластового давления по исследуемой работающей скважине.

Если продукция скважины не обводнилась и дает чистую нефть без воды, то в этом случае подлив жидкости осуществляется с чистой нефтью, в таком случае нельзя подливать воду в затрубное пространство, т.е. нельзя обводнять призабойную зону пласта. Если нефтяная скважина обводнилась, то можно подливать также воду.

Выше объясним при функции многофункционального мероприятия подлива жидкости в затрубное пространство.

5. Имеется еще четвертая функция подлива жидкости в затрубное пространство работающей нефтяной насосной скважины. Ниже излагаем сущность этой функции.

В работе [1] предложен новый способ изменения режима работы штанговой глубинно-насосной скважины без изменения параметров эксплуатации "n" и "S" штанговой глубинно-насосной установки.

нефтяных скважин без остановки работу станки-качалки [2]. Сущность этого метода заключается в следующем: в затрубное пространство работающей насосной скважины подливается чистая жидкость в определенном количестве и динамический Этот метод также применяется с подливом жидкости в затрубное пространство. Сущность этого способа заключается в следующем.

Ниже представлены примеры применения полифункционального мероприятия в трех различных штанговых глубинно-насосных нефтяных скважинах, в которых выполняются три различные функции этого мероприятия и не требуется остановка работы станка-качалки.

Штанговая глубинно-насосная скважина № 423 НГДЦ №4 НГДУ им. А.Д. Амирова эксплуатируется на площади Калмас из горизонта IV ПТ (продуктивная толща).

25 декабря 2014-го года она исследовалась методом двустороннего восстановления забойного давления. Эта скважина имеет следующие эксплуатационной колонны 6"/5", глубина забоя 2080 м, интервал забойного фильтра 2069-2018 м, подвеска насоса 1505/58 м, НКТ спущены в скважине до глубины 1563 м, диаметр НКТ 2,5", дебит нефти 4 т/сут, дебит воды $Q_{в}=0$, на устье скважины работает станок-качалка типа СКД-8, длина хода плунжера насоса $S=1,6$ м, число качаний балансира станка-качалки $n=6$ об/мин, диаметр насоса 0,043 м, теоретическая производительность 18,4 т/сут, коэффициент подачи насоса $\eta = 0,22$, удельный вес нефти 0,9476 г/см³, структурная вязкость нефти в пластовых условиях 152 сПз, предельное напряжение сдвига нефти в пластовых условиях $\tau_0=2,4$ N/м², глубина динамического уровня нефти в своем технологическом режиме работы скважины 1312 м, глубина погружения насоса под динамический уровень нефти составляет 1563-1312=251 м. Несмотря на такое большое погружение насоса под динамический уровень нефти, его коэффициент подачи низкий.

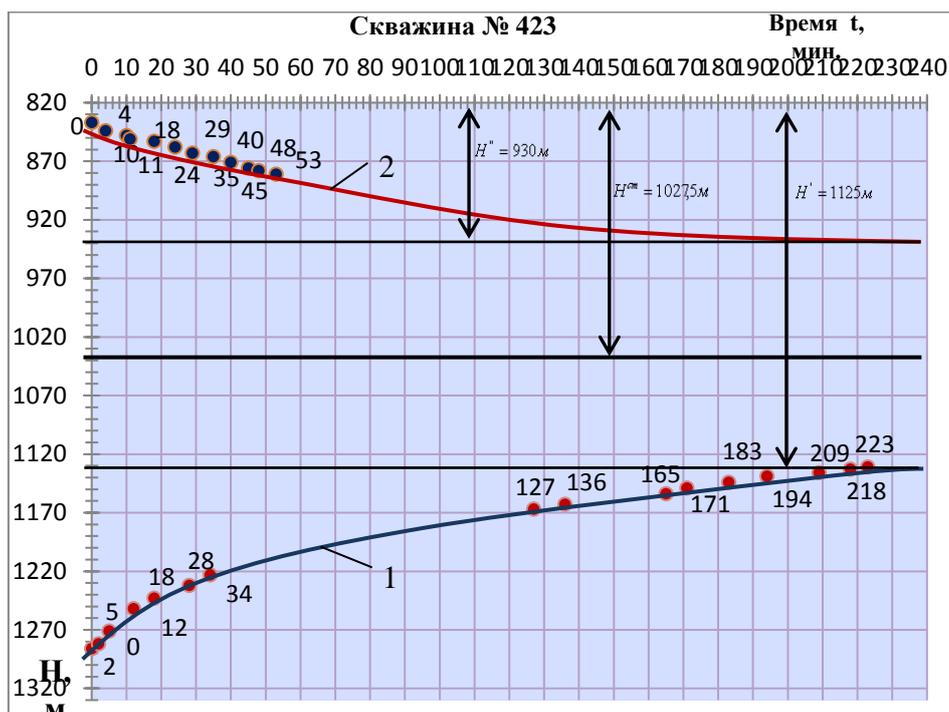


Рисунок №1. Кривые двустороннего восстановления уровня нефти по скважине №423 месторождения Калмас.

1 и 2-соответственно нижняя и верхняя кривые восстановления уровня нефти.

На рис.1, представлены кривые двустороннего восстановления забойного давления скважины № 423. Из этих кривых графически определены значения ниже-предельного и выше-предельного статического уровней нефти:

$$H^I = 1125\text{ м}; \quad H^{II} = 930\text{ м}$$

По этим данным, глубина статического уровня нефти будет:

$$H^{cm} = \frac{1}{2}(H^I + H^{II}) = \frac{1}{2}(1125 + 930) = 1027,5\text{ м}$$

Высота статического столба нефти в скважине определяется так:

$$H_{cm} = H - H^{cm} = 2080 - 1027,5 = 1052,5\text{ м}$$

Значение пластового давления определяется следующим образом:

$$P_{cm} = P_{пл} = \frac{H_{cm} \cdot \gamma_n}{10} = \frac{1052,5 \cdot 0,9476}{10} = 99,7\text{ ат} = 9,97\text{ МПа}$$

Высота столба нефти в своем технологическом режиме работы скважины, будет:

$$H_{cm} = 2080 - 1312 = 768\text{ м}$$

Динамическое забойное давление в своем технологическом режиме работы скважины, будет:

$$P_c = \frac{768 \cdot 0,9476}{10} = 72,8\text{ ат} = 7,28\text{ МПа}$$

Прилагаемая депрессия в своем технологическом режиме работы скважины, будет:

$$\Delta P = 9,97 - 7,28 = 2,69\text{ МПа} = 26,9\text{ ат}$$

Начальный перепад давления находится так:

$$\Delta H_0 = \frac{H^I - H^{II}}{2} = \frac{1125 - 930}{2} = 97,5\text{ м};$$

$$\Delta P_0 = \frac{97,5 - 0,9476}{10} = 9,24 \text{ ат} = 0,924 \text{ МПа}$$

Начальный градиент давления, будет:

$$G = \frac{\Delta P_0}{R_k - r_c} = \frac{0,924}{100 - 0,0635} = 0,0092 \frac{\text{МПа}}{\text{м}}$$

Как видно НГД (G) получает низкое значение из-за невысокого значения предельного напряжения сдвига τ_0 нефти в пластовых условиях.

Для уменьшения значений СМС нефти, следует нагревать ПЗП электронагревателем. Это мероприятие может заметно повышать дебит нефти скважины.

Скважина № 289 нефтяного месторождения Локбатан работает из горизонта IV с дебитом нефти 0,33 м³/сут, воды 2,5 м³/сут, процент обводненности продукции скважины составляет 88,3%. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны D=0,102 м, наружный диаметр НКТ d=0,051 м.

После подлива в затрубное пространство работающей скважины определенного объема жидкости (воды) уровень жидкости поднялся несколько метров выше своего статического положения не задерживаясь прослеживалось надеже уровня жидкости в скважине и по полученным данным построилась кривая восстановления динамического уровня жидкости в работающей скважине, которая представлена на рис. 2;

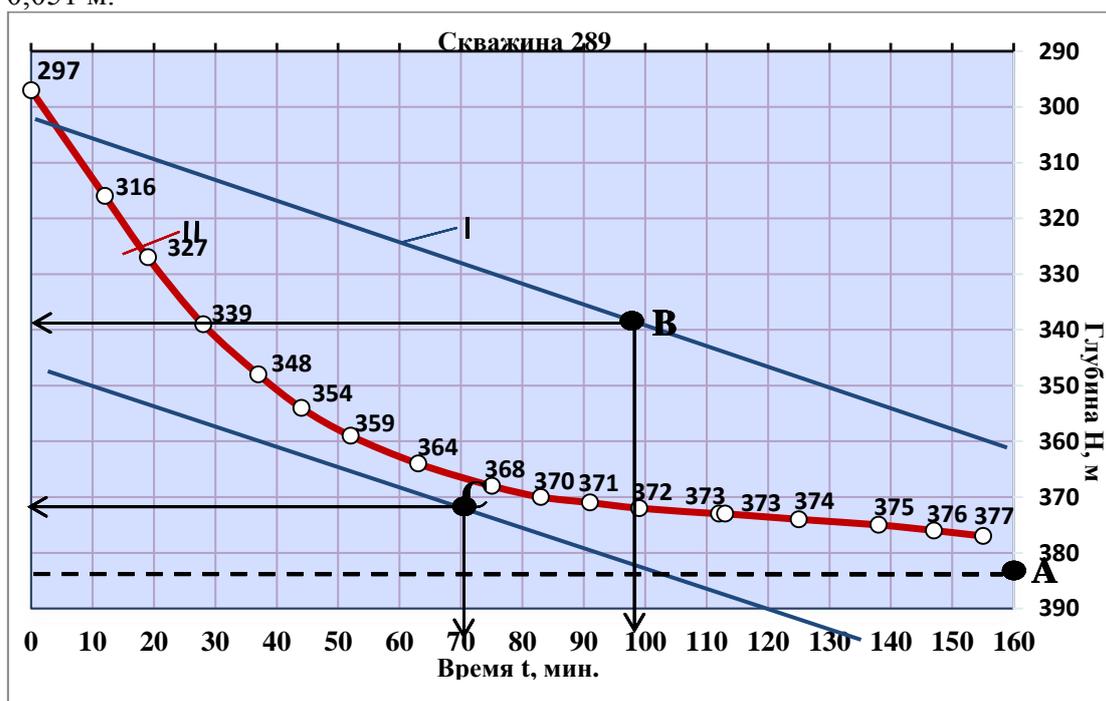


Рисунок №2. Графики исследования штанговой глубинно-насосной скважины №289 месторождения Локбатан.

I-характеристика глубинно-насосной установки

II-кривая восстановления динамического уровня жидкости.

в той же системе координат построилась также характеристика насоса, работающего в исследуемой скважине № 289. Проводилась прямая касательная к построенной кривой и параллельная к характеристике (к наклонной прямой) насоса и графически найдена ордината

точки касания, которая дает значение глубины статического уровня жидкости в скважине и равно $H^{cm} = 367 \text{ м}$, а высота статического столба жидкости, будет:

$$H_{cm} = H - H^{cm} = 494 - 367 = 127 \text{ м}$$

Таким образом значение пластового давления, будет:

$$P_{пл} = \frac{127 \cdot 0,9261}{10} = 11,8 \text{ ат} = 1,18 \text{ МПа}$$

Как видно из рис. 2, динамический уровень жидкости при своем оптимальном режиме работы скважины находится на глубине $H^{дин} = 377 \text{ м}$, а подвеска насоса составляет $H_{под} = 453 + 28 = 481 \text{ м}$; поэтому глубина погружения насоса под динамический уровень жидкости, будет:

$$H_{погр} = H_{под} - H^{дин} = 481 - 377 = 104 \text{ м}$$

Скважина имеет не высокий газовый фактор. Теоретическая производительность насоса при $S=0,6 \text{ м}$ и числе качания $n=8 \text{ об/мин}$ составляет $Q_{теор.}=5,6 \text{ т/сут}$, поэтому коэффициент подачи насоса $\eta = 0,5$ при диаметре насоса $0,032 \text{ м}$. На основе полученных результатов исследования принято следующее решение: уменьшить подвеску насоса и довести глубину погружения насоса до $H_{погр} = 30 \text{ м}$; при этом подвеска насоса, будет $H_{под} = 407 \text{ м}$. Путем увеличения параметра S или n , увеличивать приложенную депрессию и дебит нефти скважины; в результате этих мероприятий дебит нефти (и коэффициент подачи насоса) будет расти.

Штанговая глубинно-насосная нефтяная скважина № 46 работает в горизонте IV месторождения Локбатан (НГДЦ №2), диаметр эксплуатационной колонны 5", глубина скважины 420 м, интервал забойного фильтра 418-400 м, глубина подвески насоса 380/5 м, удельный вес нефти $0,8968 \text{ г/см}^3$; удельный вес воды $1,0351 \text{ г/см}^3$; тип станка-качалки работающего на устье скважины СКН-5, число качаний балансира 7,5 об/мин, длина хода плунжера насоса $S=1,5 \text{ м}$, тип насоса ВГН СМЗ, диаметр насоса $0,032 \text{ м}$; теоретическая производительность $Q_{теор.}=13,0 \text{ т/сут}$, коэффициент подачи насоса $\eta=0,18$.

Для снятия индикаторных диаграмм использовалась данные трех различных режимов работы скважины.

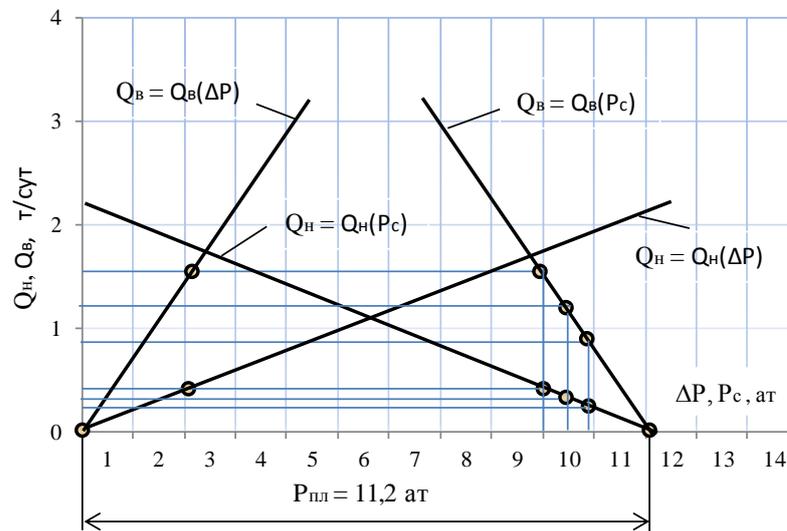


Рисунок №3. Индикаторные диаграммы по нефти и по воде обводнившейся нефтяной скважины №46 месторождения Локбатан

Первый режим работы являлся свой технологический режим. Перед началом исследования замерялись параметры эксплуатации своего технологического

режима работы скважины (дебиты и глубина динамического уровня), затем два раза изменился режим работы без остановки работы станки-качалки, т.е. без изменения

параметров S и n . Первый раз режим работы изменился следующим образом: в затрубное пространство работающей скважины подливали жидкости с постоянными расходами, притом расходы нефти и воды

Второй раз режим изменялся таким образом: в затрубное пространство подливали жидкости с постоянными расходами, притом расходы нефти и воды составляют $\frac{2}{3}$ -ю часть дебитов нефти и воды, тогда в третьем режиме дебиты нефти и воды скважины будут равными к $\frac{1}{3}$ часть дебитов первого режима работы (т.е. технологического режима). В каждом

составляют $\frac{1}{3}$ -ю часть дебитов нефти и воды, тогда во втором режиме дебиты нефти и воды скважины будут равными к $\frac{2}{3}$ часть дебитов первого режима работы (т.е. технологического режима).

установившемся режиме работы с помощью «Квантор-4микро» замерялся глубина динамического уровня жидкости в скважине. На основе этих уровней определялись значения динамических забойных давлений исследуемой скважины. После этого построились индикаторные диаграммы, которые представлены на рис. 3

ЛИТЕРАТУРА

1. Т.Ə.Şəmədov, R.A.Quliyev "Sulaşmış ştanqlı dərinlik nasos quyularında lay sularının hidrodinamik üsullarla təcrid edilməsi" Metodik göstəriş, ADNSU-nin mətbəəsi, Bakı-2017.- 72 s.
2. Гулиев Р.А., Ханалиев В.Б. «Способ определения пластового давления без остановки работы штанговой глубинно-насосной установки» Нефтепромысловое дело, Науч.-технич. журн., -2015. № 9, С. 41-44, 2015
3. Самедов Т.А., Мустафаев С.Д., Гулиев Р.А., Новрузова С.Г., Ханалиев В.Б. «Определение статического давления пластов, содержащих высоковязкие ньютоновские и вязкопластичные нефти методом двустороннего восстановления давления» «Нефтепромысловое дело». Науч.-технич. журн. - 2016, № 1 с.44-48.
4. Мустафаев С.Д., Гулиев Р.А., Ханалиев В.Б. Проведение контроля за работой скважинной насосной установки с прибором «Квантор-4 микро». Международный.науч.-исследов.журнал. Екатеринбург, -2016, с.118-122.

ŞTANQLI NASOS NEFT QUYULARININ İSTİSMARININ EFFEKTİVLİYİNİ YÜKSƏLTMƏK ÜÇÜN ÇOXFUNKSIYALI TƏDBİRİN TƏTBİQİ

T.Ə.Şəmədov, S.D.Mustafayev, V.B.Xanəliyev
XÜLASƏ

Məqalədə ştanqlı dərinlik nasos neft quyularının istismarının effektivliyini yüksəltmək üçün tətbiq edilən çoxfunksiyalı tədbir təhlil edilir və ətraflım izah edilir ki, bu da təmiz mayenin (neftin, yaxud suyun) bu quyuların bəruarxası fəzasına tökülməsidir, yaxud aqreqatla vurulmasıdır. Bəzən eyni zamanda həm neft və həm də su tökülür.

MULTIFUNCTIONAL ACTION, THE EFFICIENCY OF MAINTENANCE OF SUCKER ROD PUMP OIL WELLS APPLIED TO INCREASE

T.A.Samedov, S.D.Mustafayev, V.B.Khanaliyev
SUMMARY

In article it is analyzed and explicitly the multifunctional action applied to increase in efficiency of maintenance the sucker rod downhole pump oil wells which is to gravies or downloading the aggregate of pure liquid (oils or waters) in annular space of these slits is explained; sometimes it is at the same time added oil and water.