

*Сборник подготовлен при финансовой поддержке  
ОАО «Северные магистральные нефтепроводы»*

Научное издание  
**СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ**  
МАТЕРИАЛЫ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ  
(20-23 СЕНТЯБРЯ 2011 г.)

ЧАСТЬ I

ББК 65.04 Я 5  
УДК 338 (061.6)  
С 23

Сборник научных трудов [Текст]: материалы научно-технической конференции (20-23 сентября 2011 г.): в 3 ч.; ч. I / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2011. – 401 с.: ил.

ISBN 978-5-88179-672-3

В сборнике представлены научные труды профессоров, преподавателей, аспирантов и студентов Ухтинского государственного технического университета по итогам прошедшей с 20 по 23 сентября 2011 года ежегодной научно-технической конференции.

В I части настоящего сборника представлены результаты научно-технических разработок по проблемам геологии, геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, минерагении, техники и технологии бурения, проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов, физико-химических исследований веществ, рассмотрен цикл актуальных проблем, охватывающих строительное направление.

Сборник рассчитан на научных работников, преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений, сотрудников научно-исследовательских и проектных институтов.

Редакционная коллегия: д.т.н., профессор Н. Д. Цхадая (гл. редактор); д.т.н., профессор И. Н. Андронов (зам. гл. редактора); к.т.н. Р. В. Агинеи; Д. Н. Безгодов; к.т.н., доцент А. Г. Бердник; д.т.н., доцент О. Н. Бурмистрова; д.т.н., профессор И. Ю. Быков; к.т.н., доцент И. И. Волкова; к.п.н., доцент Н. Г. Думицкая; к.ф.н., доцент А. А. Ершов; к.ф.н. Х. З. Исаева; д.г.-м.н., профессор О. С. Кочетков; к.э.н., доцент Т. С. Крестовских; д.х.н., профессор В. И. Крупенский; к.т.н., доцент А. Г. Куделин; к.и.н., доцент А. Н. Кустышев; к.т.н., доцент Т. Д. Ланина; к.т.н., доцент Ю. Л. Логачев; к.т.н., доцент А. В. Манжиков; Ф. В. Маракасов; к.э.н., доцент И. Г. Назарова; д.ф.-м.н., профессор В. О. Некучаев; д.г.-м.н., профессор Л. В. Пармузина; к.т.н., доцент Н. А. Петров; доцент А. В. Павловская; профессор В. Н. Пантилеенко; к.т.н., доцент Г. И. Пименова; к.ф.-м.н., доцент В. Н. Пушкин; к.э.н., доцент Т. С. Крестовских; А. В. Круглий; к.ф.-м.н., доцент Ю. Г. Смирнов; к.к., доцент О. В. Солдатенкова; д.т.н., доцент В. К. Хегай; к.т.н., профессор Н. Р. Шоль; д.т.н., профессор З. Х. Ягубов; М. Н. Пикова (ответственный секретарь).

Материалы, помещенные в настоящий сборник, даны в авторской редакции с минимальными правками.

Техническое редактирование и компьютерная верстка М. Н. Пикова

© Ухтинский государственный технический университет, 2011

ISBN 978-5-88179-672-3

План 2011 г., позиция 8.1 (н). Подписано в печать 28.10.2011 г.  
Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.  
Печать трафаретная. Усл. печ. л. 23,3. Уч.-изд. л. 21,1. Тираж 150 экз. Заказ № 258.

Ухтинский государственный технический университет.  
169300, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.  
Типография УГТУ.  
169300, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13.

Определение «жесткости» фильтрационных составов технологических жидкостей на основе неорганических соединений

Ион (катион/ анион)	Масса иона [4]	Радиус иона, R, нм по Поллингу (по Белову и Бокию) [2, 3]	Заряд иона q, Кл ( $\chi$ по Оллреду- Рохову) [4]	«Жесткость», $\xi$ , нм/Кл (R/q)
$Al^{3+}$	26,98	0,050 (0,057)	+3 (1,47)	0,016 (0,019)
$Mg^{2+}$	24,305	0,065 (0,074)	+2 (1,23)	0,033 (0,037)
$Ca^{2+}$	40,078	0,098 (0,106)	+2 (1,04)	0,049 (0,053)
$Ba^{2+}$	137,327	0,135 (0,138)	+2 (0,97)	0,067 (0,069)
$H^+$ ( $H^+$ )	1,0079	0,208 (0,136)	-1 (2,10)	0,208 (0,136)
$Cl^-$	35,453	0,181 (0,181)	-1 (2,83)	0,181 (0,181)
$OH^-$	17,007	0,153; 0,133; др. авторы [2, 3]	-1 (1,4)	0,153;0,133
$SO_4^{2-}$	96,064	0,295 др. ав- торы [2, 3]	-2 (0,9)	0,147
$PO_4^{3-}$	94,971	0,300 др. ав- торы [2, 3]	-3 (1,4)	0,1

Библиографический список

1. Матье Ж. Курс теоретических основ органической химии / Матье Ж, Панико Р.; перев. с франц. к. х. н. Б. А. Руденко; под ред. д. х. н. Л. А. Яновской. – М.: «Мир», 1975. – С. 46-48.
2. Лурье Ю. Ю.: Справочник по аналитической химии: справ. изд. / Ю. Ю. Лурье. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1989. – С. 15-19, 23.
3. Рабинович В. А. Краткий химический справочник / В. А. Рабинович, З. Я. Хавин. - Изд. «Химия», 1977. - С. 21-23, 52, 53, 71, 72, 77-80.
4. Химия: справ. издание / В. Шретер, К.-Х. Лаутеншлегер, Х. Бибрак и др.; пер. с нем. – М.: Химия, 1989. – Пер. изд.: ГДР, 1986. - С. 131-134, 597, 598.

УДК. 553.98:662.23

**Диагностика состояния флюидной системы с целью раннего прогноза ретроградной конденсации и обводнения газоконденсатных залежей с помощью геохимических индикаторов продукции скважин**

Сирая Н. В.

*Украина, г. Полтава, Полтавское нефтегазовое региональное геологическое предприятие*

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений является очень сложным и трудоемким заданием, которое невозможно решить без наличия большого объема достоверной информации, как о самом месторождении, так и о процессах, происходящих в его залежах. Традиционные методы анализа процессов, протекающих в пласте, сводятся лишь к обработке промышленных данных об изменении пластового давления, конденсатогазового фактора, характера обводнения продукции. Геохимические данные, в свою очередь, в сочетании с промышленными, позволят нефтегазодобывающим предприятиям наиболее полно оценить ситуацию, которая складывается на месторождении, решить проблемы повышения добычи как за счет повышения продуктивности скважин, так и за счет ранней диагностики ретроградной конденсации углеводородов и прогноза обводнения пласта. Учитывая вышесказанное, в Полтавском нефтегазовом региональном геологическом предприятии разработана методика контроля процесса разработки газовых и газоконденсатных месторождений с

помощью геохимических индикаторов продукции скважин, которая позволяет более полно оценить ситуацию, сложившуюся в залежи. Ведь уточнение и систематизация всех данных способствует увеличению эффективности разработки, уточнению и оптимизации режимов эксплуатации месторождения и увеличению коэффициента извлечения углеводородов. Особенно необходимо применение такой методики в случаях, когда другие исследования по техническим или экономическим причинам не проводятся вообще или проводятся в недостаточной мере, что нередко встречается в современных условиях.

Основной составляющей в этой методике является изучение изменений физико-химических свойств жидкостей (конденсатов, воды) и газа в поверхностных условиях в процессе разработки месторождения или его отдельных участков, что регламентируется действующим ГСТУ 41-000 3262 6-00-016-2000 «Опытно-промышленная разработка нефтяных, газовых и газонефтяных месторождений», Правилами разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (1984) и Инструкцией по применению Классификации запасов и ресурсов полезных ископаемых государственного фонда недр с геолого-экономического изучения ресурсов перспективных участков и запасов месторождений нефти и газа (1998).

Качество полученных данных и, соответственно, эффективность геолого-промышленного контроля за разработкой месторождения зависит от объемов и регулярного проведения гидрогеохимических исследований и определяется перечнем, объемом, репрезентативностью, точностью измерений и методами обработки информации. Для ранней диагностики ретроградной конденсации и обводнения пласта рекомендуется отбирать пробы газа, конденсата и воды не реже раза в месяц. При изменении режима работы скважины (изменение диаметра штуцера) или осуществления любого воздействия на пласт (СКО и др.) рекомендуется отбирать пробы газа, конденсата и воды не реже чем раз в десять дней для ранней диагностики изменений в состоянии флюидной системы залежи. Конденсат отбирают по ГОСТ 2517-85 (СТ СЭВ 1248-78) «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб», газ - по ГОСТ 18917-82 (СТ СЭВ 1202-80) «Газ горючий природный. Методы отбора проб», воду - согласно РД УССР 162-84 «Методические указания. Лабораторные исследования кернового материала и флюидов при геологоразведочных работах на нефть и газ. Требования к отбору образцов керна и флюидов, полноте их исследования, выдаче заключений».

Согласно требованиям к полноте исследований проб, для конденсата определяется: плотность и вязкость при 20 °С, фракционный и групповой состав, содержание парафина, серы, воды и хлористых солей, для газа - плотность относительно воздуха, содержание метана, этана, пропана, бутанов, пентана, гексана+выше, диоксида углерода, азота, кислорода, сероводорода. В полученной из скважины воде следует определить минерализацию и химический состав – содержание: хлоридов, сульфатов, карбонатов и гидрокарбонатов, натрия, калия, кальция, магния, йода, брома, бора, аммония, железа.

Последующий анализ динамики изменений состава и свойств пластовых флюидов, проведенный в комплексе с промышленными данными, о которых необходима полная информация (добыча углеводородного сырья и воды; конденсатогазовый и водный факторы; режим работы скважины (диаметр штуцера, примененные в процессе разработки залежи антикоррозионные вещества и методы интенсификации), позволит обосновать текущее состояние флюидной системы пласта, и что важно, даст возможность ранней диагностики обводнения, которая позволит предупредить активное обводнения пласта, выяснить и оперативно устранить просчеты принятой системы разработки.

Полученные результаты для удобства обработки целесообразно оформлять в виде обобщающих таблиц (например, для контроля за обводнением предлагается таблица 1) и графиков, на которых с помощью трендов можно проследить тенденцию изменения геохимических индикаторов продукции скважин в процессе разработки залежи.

На наличие в пласте ретроградной конденсации углеводородов указывают следующие изменения геохимических индикаторов продукции скважин. В конденсате – уменьшение плотности и вязкости [3], увеличение содержания парафина, увеличение выхода фракции н. к. – 250 °С, параллельно с уменьшением фракции, которая выкипает выше 300 °С. В газе –

увеличение плотности и количества пентанов, уменьшение «сухости» газа ( $CH_4/\Sigma_{VV}$ ). Подтверждает процесс сжижения жидких углеводородов в пористой среде пласта стремительное падение дебита конденсата по сравнению с дебитом газа.

Таблица 1

Обобщающая таблица для контроля обводнения пласта  
(название месторождения, номер скважины, интервал, горизонт)

Дата отбора пробы	Диаметр штуцера, мм	Фактор		Азот в газе, %	Содержание в конденсате		Минерализация воды, мг/л	Содержание в воде, мг/л			
		конденсато-газовый, $см^3/м^3$	водный, $см^3/м^3$		воды, % вес.	хлористых солей, мг/л		Г	Вг <sup>-</sup>	В	NH <sub>4</sub> <sup>-</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

На обводнения пласта указывают такие изменения геохимических индикаторов продукции скважин: в газе – увеличение содержания азота фиксирует начало обводнения залежи [2]; увеличение концентраций гелия, кислорода, углерода диоксида, сероводорода, водорода указывает на присутствие воды в интервале, который эксплуатируется. В конденсате – увеличение содержания воды и хлористых солей. В воде - увеличение объема (водного фактора), плотности и минерализации вынесенного конденсационной воды за счет увеличения в ее составе содержимого макрокомпонентов ( $Cl^-$ ,  $SO_4^{2-}$ ,  $HCO_3^-$ ,  $CO_3^{2-}$ ,  $Na^+$ ,  $K^+$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ ) и насыщение микроэлементами (Г, Вг<sup>-</sup>, В, NH<sub>4</sub><sup>-</sup>) [1]. Изменение содержания микроэлементов, минерализации и генетического типа пластовой воды свидетельствует о поступлении «чужой» воды из других водоносных горизонтов разреза в результате аварии, негерметичности эксплуатационной колонны или цементаж затрубного пространства. Перед обводнением скважины также возможно увеличение дебита конденсата при условии неизменности режима эксплуатации, так как происходит вымывание части конденсата, выпавшей в пласте, пластовой водой, которая вклинивается в залежь, и образование перед фронтом воды газоконденсатной оторочки [2].

Эти физико-химические характеристики пластовых флюидов как геохимические индикаторы являются оперативными, надежными, информативными и, что особенно важно, предупредительными. Их изменения, в сопоставлении с геологическим строением месторождения и режимами работы скважин, позволяют контролировать состояние флюидных системы залежей в процессе их разработки и промышленного освоения, что было подтверждено на ряде газоконденсатных месторождений Днепровско-Донецкой впадины [4, 5].

Одним из объектов исследований данной методики было Макарецкое газоконденсатное месторождение (Полтавская область), где анализ динамики изменений состава и свойств флюидов за период эксплуатации подтвердил информативность вышеописанных геохимических индикаторов. Проведенные исследования установили, что уменьшение коэффициента «сухости» газа ( $CH_4/\Sigma_{VV}$ ), увеличение содержания пентана в газе и фракции н. к. - 250 °С во фракционном составе конденсата, эффективно сигнализировали об активации процесса ретроградной конденсации жидких углеводородов в прискважинной зоне пласта. В свою очередь, содержание азота в компонентном составе газа при изменении режима эксплуатации (переход на больший диаметр штуцера) зафиксировало начало процесса обводнения залежи, которое подтвердилось через семь месяцев эксплуатации повышением водного фактора, а в дальнейшем полным изменением химического состава водного флюида.

Эти исследования доказывают эффективность и необходимость постоянного контроля за разработкой залежи в процессе эксплуатации с помощью геохимических индикаторов продукции скважин, который, в сопоставлении с промышленными данным, сделает возможным раннюю диагностику ретроградной конденсации и обводнение залежи. Технологические мероприятия, основанные на результатах диагностики, позволят поддержать и продлить срок эксплуатации скважин, избежать возможных серьезных негативных инженерно-геологических последствий и скорректировать разработку залежей месторождения углеводородов, тем самым, увеличив добычу газа и конденсата.

Кроме этого, данная методика предназначена для использования геологическими орга-

низациями и нефтегазодобывающими предприятиями для составления проектно-сметной документации, проведение опытно-промышленной разработки и эксплуатации залежей углеводородов и уточнения запасов.

#### Библиографический список

1. Муляк В. В. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк, В. Д. Порошин, Ю. П. Гаттенбергер, Л. А. Абукова, О. И. Леухина. – М.: ГЕОС, 2007. – С. 3, 9-19, 84-85.
2. Коротаев Ю. П. Эксплуатация газовых месторождений / Ю. П. Коротаев. – М: Недра, 1975. – С. 6.
3. Мончак Л. С. Основы прикладной геохимии нефти и газа / Л. С. Мончак, А. Н. Трубенко. – Ивано-Франковск: Факел, 2007. – С. 222-224.
4. Сирая Н. В. Исследование перспектив прогнозирования и контроля состояния месторождений углеводородов с помощью геохимических индикаторов продукции скважин / Н. В. Сирая, И. Г. Зезекало, О. А. Иванкив // Сб. науч. тр. УкрГГРИ. – 2008. – № 4. – С. 179-184.
5. Сирая Н. В. Закономерности изменения физико-химических свойств пластовых флюидов Сарского участка Харьковцевского месторождения Днепровско-Донецкой впадины в процессе разработки залежи / Н. В. Сирая, И. Г. Зезекало, О. А. Иванкив // Сб. науч. тр. УкрГГРИ. – 2007. – № 4. – С. 46-48.

УДК 622.276.6

#### **Термохимические методы удаления высокомолекулярных углеводородов с ПЗП**

Иванкив О. А.<sup>1</sup>, Иванкив В. Б.<sup>2</sup>

*1 – г. Полтава, Полтавское отделение Украинского государственного геологоразведочного института (ПО УкрГГРИ)*

*2 – г. Ивано-Франковск, Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа*

Для повышения компонентоотдачи пластов используют различные методы интенсификации добычи углеводородов. Геологические условия, строение и характеристика пластов, а также свойства пластовой жидкости и газов вызывают необходимость в применении тех или иных физико-химических методов влияния на продуктивные пласты, как в начале, так и на разных стадиях разработки месторождения.

При разработке газоконденсатных месторождений, флюиды которых содержат значительное количество асфальтосмолопарафинов (12-15%), в призабойных зонах на протяжении эксплуатации скважин наблюдается постепенное накопление в поровом пространстве АСПО. Выкристаллизация твердой формы парафинов с пересыщенного раствора на шершавой поверхности пор с численными активными центрами кристаллизации затрудняют фильтрацию газа, и снижает дебитные характеристики скважин.

По результатам лабораторных исследований проведенных на УИПК-1М установлено, что даже при пластовых условиях ( $T=120^{\circ}\text{C}$ ) через определенное время происходит отложение парафинов. Опыты проводили на модельном керне проницаемостью 3,8 мД при температуре пласта. Через керн пропускали отобранный на устье скважины со следующими характеристиками:

- удельный вес -  $807 \text{ кг/м}^3$ ;
- вязкость - 3,2 сСт;
- температура кипения -  $72^{\circ}\text{C}$ ;
- процентное содержание парафина - 11 %.

Результаты исследований показали, что после пропускания через керн конденсата (100 объемов порового пространства) проницаемость снизилась с 3,8 до 2,7 мД. Пропускание 250 объемов – уменьшило проницаемость до 2,4 мД. А при пропускании 500 объемов - проницаемость упала до 2,25 мД. Последующее увеличение объемов прокачек проницаемости порового пространства не изменило. Таким образом, отложения парафинистых частиц про-

исходит уже в начальный период.

После длительного изучения проблемы выпадения углеводородов в пласте мы пришли к выводу о необходимости применения термического метода газификации жидких фракций флюида с целью очистки призабойной зоны от выпавших углеводородов и повышения давления в зоне обработки.

На основе теоретических, лабораторных и промышленных исследований была предложена принципиально новая технология ТХГВ.

Разработанная технология газификации выпавших углеводородов была успешно испытана на скважине №2 Кавердинского ГКМ. За время эксплуатации залежи, в условиях отсутствия водонапорного режима, пластовое давление снизилось с 54,6 МПа до 34,6 МПа, что отвечает началу ретроградного выпадения конденсата по данной залежи.

Кроме того, особенностью газового конденсата данной скважины является большое содержание парафина (8-11 %) и асфальтосмолистых соединений (2-3 %). При эксплуатации скважины тяжелые углеводороды адсорбируются на поровом пространстве продуктивного пласта, уменьшая его проницаемость.

Расчетным путем установлено, что, например, при дебите скважины 170 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, пористости 0,07 ед., высоте продуктивного пласта 11,6 м и зоне кольматации – 0,65 м, ухудшения добычных характеристик можно ожидать через 29 суток работы.

Расчет проводили по такой формуле:

$$n = \frac{500 m \pi (R^2 - r^2) H \rho_k}{Q_{\Gamma} K_{\text{ГКФ}}}$$

где:

Пористость (m), в долях единиц	– 0,07
Радиус кольматации ПЗП (R), м	– 0,65
Радиус скважины (эксплуатационной колонны) (r), м	– 0,07
Высота пласта (H), м	– 11,6
Плотность конденсата ( $\rho_k$ ), кг/м <sup>3</sup>	– 750
Суточный дебит газа ( $Q_{\Gamma}$ ), тыс. м <sup>3</sup> /сутки	– 170
Газоконденсатный фактор ( $K_{\text{ГКФ}}$ ), кг/тыс. м <sup>3</sup>	– 80

В лабораторных условиях проведен ряд исследований и установлено, что термообработка способна полностью восстановить проницаемость модельного зерна, а отмывка растворителями – лишь на 52-80%. Кроме того, после термообработки скорость отложения парафинов отвечает базовым значением, а после промывки растворителем отложения парафина достигают максимума (уменьшение проницаемости до 0,7 мД) уже за 90 промывок, однако, ниже указанной цифры значения проницаемости не снижается.

Исследовано температурное влияние на фракционный состав конденсата. Так в начальной пробе конденсата было 8,26% смол и 3,46% асфальтенов. После температурного влияния обработкой термосмесью (486 °С) содержание смол уменьшилось до 1,03%, а асфальтенов - 0,05%. При этом отгон стал прозрачным и приобрел красноватый оттенок (возможное образование аминных комплексов).

Определения состава органического вещества в остатке после отгона конденсата и изучения свойств электронного состояния молекул проводили методами спектрального анализа. Использовали количественную атомно-эмиссионную спектроскопию и люминесцентную спектрофотометрию, абсорбции в инфракрасной и ультрафиолетовой областях спектра. Работу проводили с помощью спектрометра ДФС- 12 и спектрографов ИСП- 30.

Результаты съемки и расшифровки спектров, образцов АСПО, выделенных из проб конденсата до и после термообработки приведены на рисунках 1 и 2.

После ТГХВ с пробы АСП «исчез» целый ряд составляющих, другие – изменили структуру, а после промывания дистиллированной водой исчезли. В пробе после обработки остались в мелкодисперсном состоянии: амины, ароматические углеводороды, в том числе и тяжелые: смолы, кетоны, углерод общий в обработанной пробе 80,0%.

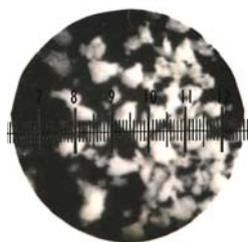


Рисунок 1. Фото АСПО, выделенных с проб газовых конденсатов:  
1 – до термообработки; 2 – после термообработки

Исходя с полученных данных и результатов исследований установлено:

1. Парафиноотложения резко уменьшают проницаемость порового пространства ПЗП и откладываются даже при пластовой температуре 120<sup>0</sup>С.

2. Обработка АСПО термогазохимическими газами приводит к практически полному окислению (28,5 с 31,3 %) парафиновых углеводородов (алканов), превращая их в многоатомные спирты, которые легко растворяются в воде (растворимость при 200<sup>0</sup>С составляет 186 г в 100 г воды). Размер частиц от 1 до 7 мм.

3. Реагенты использованы при ТГХВ активно изменяют структуру не только парафиновых фракций, но и асфальтенов (26 с 27 %) и частично смол (18% с 61,8), превращая их в альдегиды, эфиры, фенолы, карбоновые кислоты и спирты.

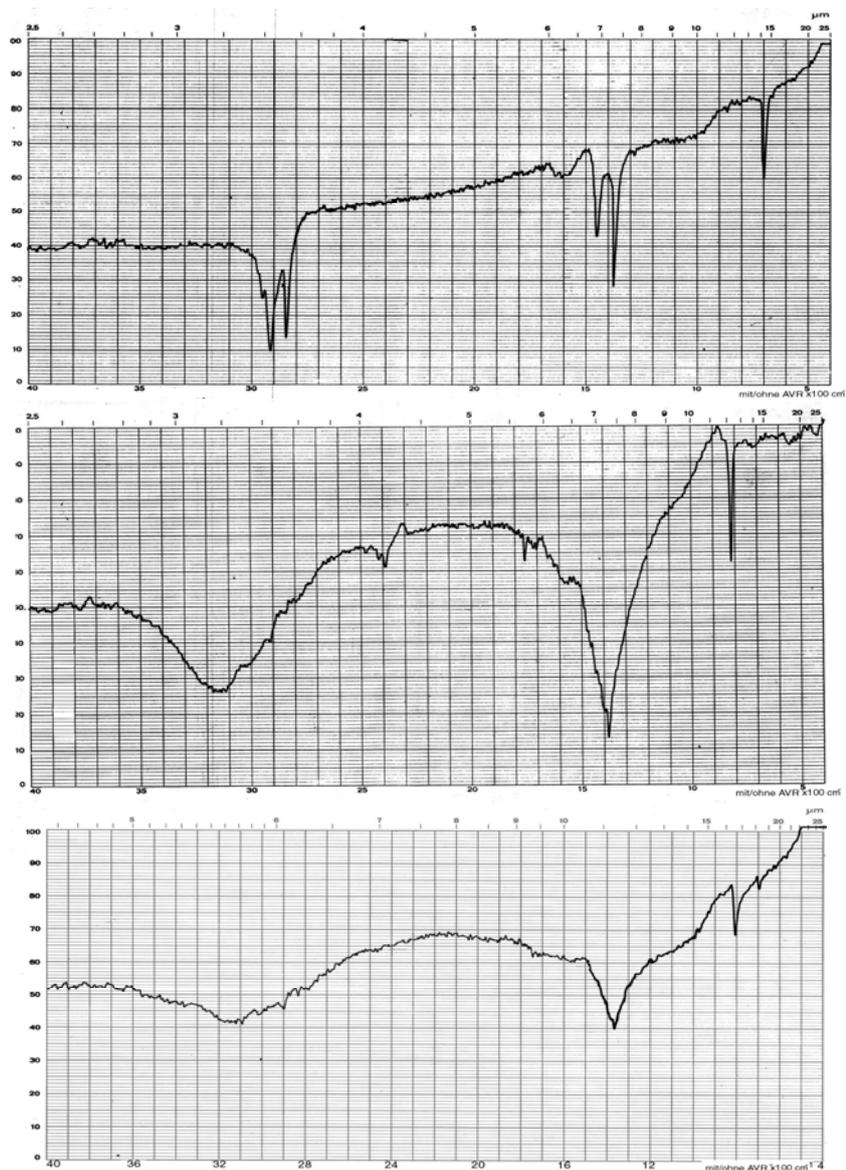


Рисунок 2. ИК спектры АСПО:

1 – до термообработки;  
2 – после термообработки,  
3 – проба 2 после промывки водой.

Как эталоны при расшифровке спектров были использованы известные спектры железа и углерода квалификации «осч»

### Реагенты для обработки продуктивных нефтегазовых коллекторов

Дивоняк Ю. И.<sup>1</sup>, Светлицкий В. М.<sup>2</sup>, Иванкив О. А.<sup>3</sup>

*1 – г. Полтава, «Полтавский университет экономики и торговли»,*

*2 – Киев, ДК «Укргаздобыча»,*

*3 – г. Полтава, Полтавское отделение государственного геологоразведочного института*

Необходимость повышения нефтегаздобычи требует разработки новых способов и технологий интенсификации добычи, которые бы сделали эксплуатацию месторождений рентабельною.

Увеличение проницаемости порового пространства продуктивного коллектора возможно, как за счет изменения смачивания, отмывания с поверхности пор АСПО, солей, механических загрязнений, так и за счет растворения карбонатных и глинистых составляющих пород, предупреждения их набухания [1].

Для повышения проницаемости и пористости песчаного коллектора чаще всего применяют глинокислотные составы [2]. Однако, глинокислота в присутствии значительного количества карбонатных составляющих часто приводит к отрицательным результатам из-за образования нерастворимых гелевых структур. При выборе типа кислотного раствора или других химических реагентов для обработки пласта необходимо учитывать, что в естественных условиях под действием конденсированной воды на поверхности песчаника как кремниевого минерала образуется гидратированный аморфный кремнезем, в структуре которого содержатся по одной или более гидроксильных групп. В кварце каждый атом кремния связан с четырьмя атомами кислорода, а каждый атом кислорода - с двумя атомами кремния по схеме:

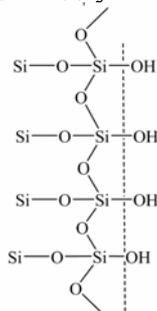


Рисунок 1. Поверхность гидратированного аморфного кремнезема, в структуре которого содержатся по одной или более гидроксильных групп

При разрушении кристаллов кварца на их поверхности оголяются силоксановые группы Si-O-Si и разрываются связи между кремнием и кислородом с образованием ненасыщенных связей при каждом атоме.

Если разрушение происходит в присутствии воды, то в любом месте разрыва связей наблюдается поглощение одинарного иона  $H^+$  и одинарного иона  $OH^-$  и поверхность кварца покрывается силанольными группами Si-OH.

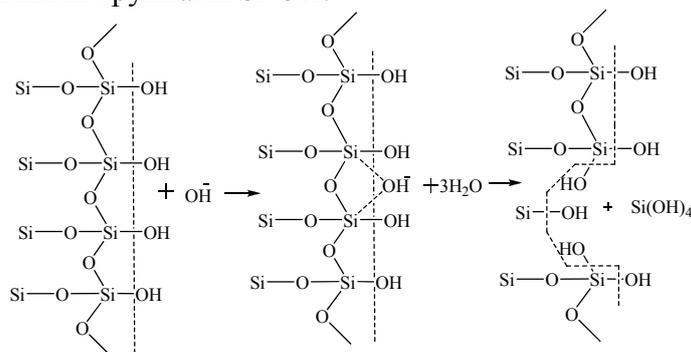


Рисунок 2. Предполагаемый механизм образования гидроксид-ионов на поверхности кремнезема. Штриховая линия показывает поверхность раздела между песчаником и водой

Таким образом, гидрофильность песчаного коллектора увеличивается за счет прочно связанных инактивированных молекул воды. Кроме того, в результате реакции образуется  $\text{Si}(\text{OH})_4$  -гель кремниевой кислоты, который препятствует эффективной фильтрации углеводородов.

Учитывая этот факт, авторы разработали ряд химических реагентов, которые не только способствуют увеличению диаметра пор за счет их растворения, но и увеличивают саму фильтрацию флюида.

Так, в условиях обработки поверхности песчаной породы фосфорсодержащими реагентами происходит адсорбция ионов фосфора с образованием полифосфатной пленки, изменяющей скорость фильтрации флюидов.

На установке исследования проницаемости кернов по стандартной методике проведено ряд исследований с использованием песчаных пород коллекторов ДДВ, которые обрабатывались как глинокислотой так и разработанным фосфорсодержащим химическим составом.

Обработка кернов водным фосфорсодержащим раствором без добавок других реагентов подтвердила предположение о изменении скорости фильтрации флюидов по терригенному коллектору за счет уменьшения на поверхности порового пространства количества силанольных групп  $\text{Si}-\text{OH}$  (рисунок 3).

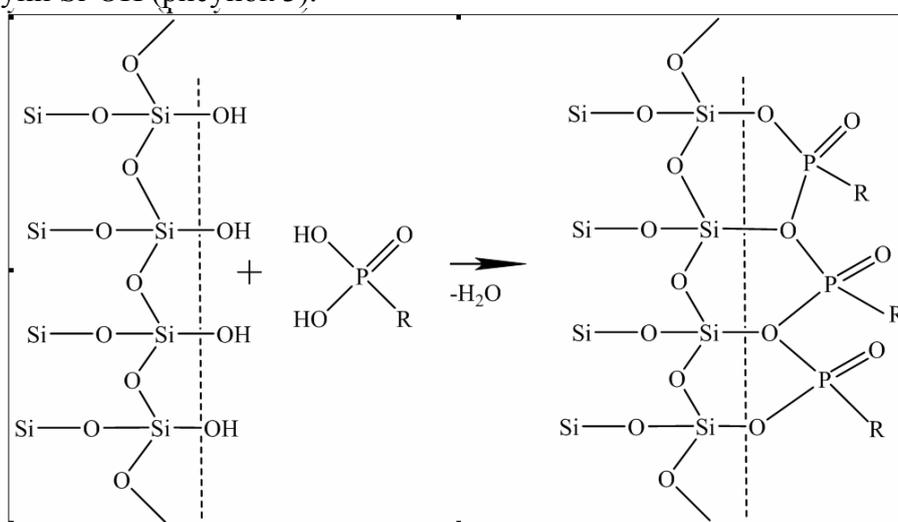


Рисунок 3. Предполагаемый механизм образования полифосфатной пленки на поверхности кремнезема. Штриховая линия показывает поверхность породы

Поверхность стает менее гидрофильной, что влечет увеличение фильтрации углеводородов и снижение скорости фильтрации пластовой воды (рисунок 4).

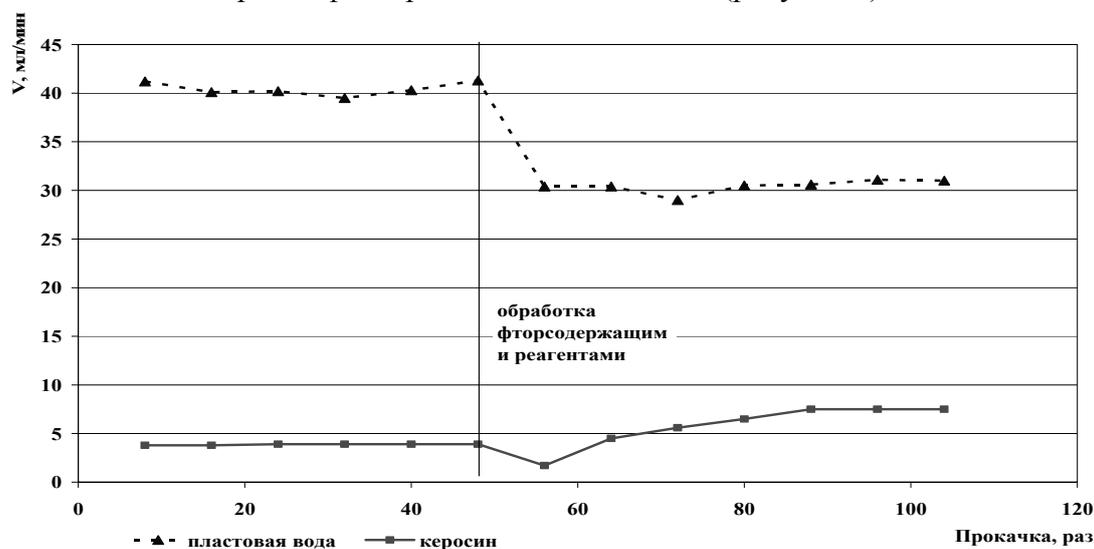


Рисунок 4. Изменение скорости фильтрации пластовой воды и керосина по песчанику, обработанного фосфорсодержащим реагентом

В дальнейшем исследованы химические композиции на основе фосфорсодержащих реагентов с добавлением глиноукислоты и фтористоводородной кислоты. Установлено, что наличие в кислотных составах фосфорсодержащих реагентов также позволяет изменить смазываемость поверхности порового пространства продуктивного коллектора, за счет чего увеличивается фазовая проницаемость песчаной породы по углеводородам и ограничивается проницаемость по пластовой воде (рисунок 5, 6).

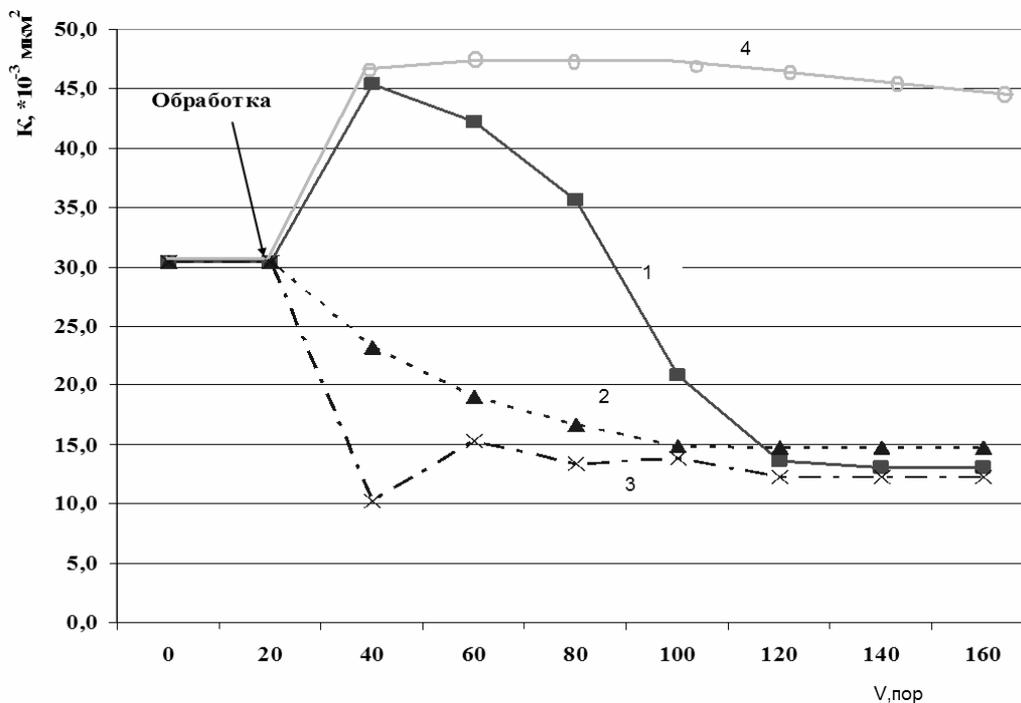


Рисунок 5. Зависимость фазовой проницаемости песчаника обработанного химическими композициями по пластовой воде: 1 – глиноукислота с фосфорсодержащими реагентами; 2 - фосфорсодержащий реагент; 3 - фосфорсодержащий реагент с фтористоводородной кислотой; 4 – глиноукислота без добавок

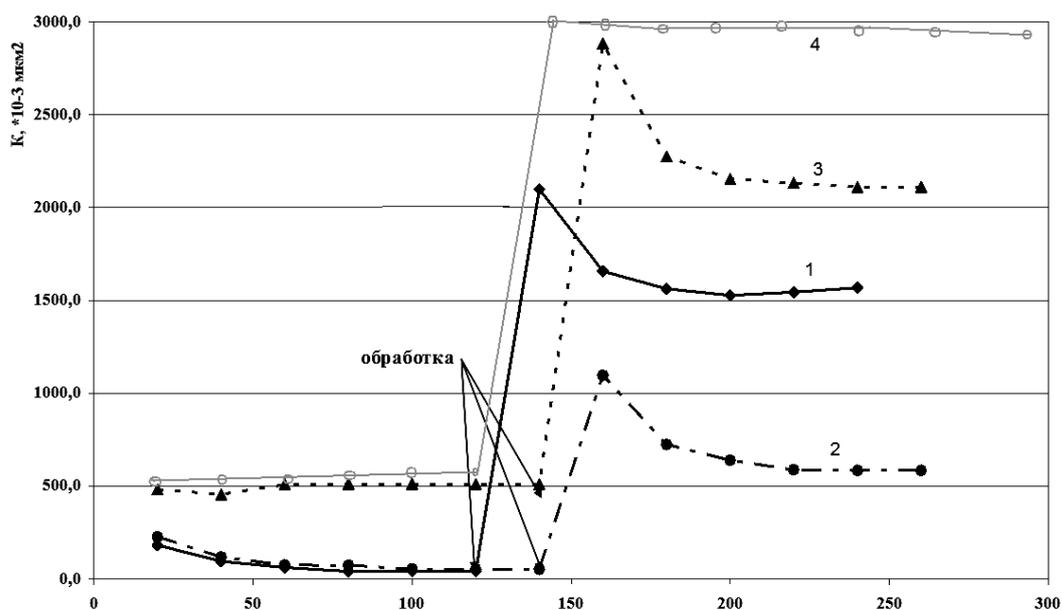


Рисунок 6. Зависимость фазовой проницаемости песчаника обработанного химическими композициями по керосину: 1 – глиноукислота с фосфорсодержащими реагентами; 2 – фосфорсодержащий реагент; 3 – фосфорсодержащий реагент с фтористоводородной кислотой; 4 – глиноукислота без добавок

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что наличие фосфорсодержащих

державних реагентів в стандартних кислотних композиціях дозволяє сформувати поліфосфатну плівку на поверхні породи, за рахунок чого, в відмінні від чистих глинокислотних розчинів, змінюється не тільки проникність порового простору, але і швидкість фільтрації флюїдів за рахунок адсорбції фосфорсодержачих компонентів. Така технологія перспективна для обробки нафтяних скважин або з високим конденсатним фактором в умовах починаючого обводнення пласта.

Бібліографічний список

1. Качмар Ю. Д. Опыта применения различных методов обработки призабойной зоны скважин / Ю. Д. Качмар, В. Г. Касянчук, Г. Ф. Лисовская. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – 56 с.
2. Качмар Ю. Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю. Д. Качмар, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, Р. С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2005. – 414 с.

УДК 622.276.6

**Метод восстановления проницаемости ПЗП путем применения деструкторов для ликвидации полимерной блокады после загрязнения промывочными жидкостями**

Ахметова В. М.

*г. Полтава, Полтавское отделение Украинского государственного геологоразведочного института (ПО УкрГГРИ)*

Продуктивность скважин, главным образом, зависит от горно-геологических условий залегания продуктивных горизонтов и их коллекторских свойств. Учитывая, что большая часть залежей углеводородов сосредоточена в коллекторах с низкой кондиционностью, то сохранение или восстановление природных характеристик коллекторов является актуальной задачей.

В процессе строительства скважин происходит резкое, в большинстве случаев безвозвратное, снижение емкостно-фильтрационных характеристик коллектора под воздействием промывочных жидкостей. В результате этого не достигается потенциально возможного дебита углеводородов и снижается конечный коэффициент извлечения углеводородов.

На современном уровне развития технологий сооружения, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин применение рабочих агентов, является технологически необходимым процессом.

Длительный период эксплуатации скважин характеризуется тем, что продуктивные коллекторы подвергаются многократному влиянию технологических агентов (промывочных растворов, жидкостей глушения, изолирующих составов), которые для поддержания заданных реологических характеристик содержат один или несколько типов полимерных составляющих. Вследствие этого происходит полимерное блокирование порового пространства скважин, ликвидация которого простой, соляно-кислотной обработкой не возможна [1].

Большинство полимеров нового поколения под воздействием соляной кислоты превращаются в макромолекулы, стойкие к разложению, что приводит к безвозвратной потере фильтрационных характеристик продуктивных пластов. Данные факты неоднократно зафиксированы на нефтегазовых месторождениях Украины.

Автором разработаны и исследованы 2 химических состава деструкторов полимерного загрязнения HV и DT [2].

Проведен ряд исследований с изучением изменений вязкости, наиболее употребляемых полимеров, под действием разработанных реагентов HV и DT в зависимости от времени выдержки.

Исследования проводились следующим образом: одноразово готовили достаточное количество водных растворов полимеров с концентрацией 0,5%. Потом брали пробы полимерного раствора (в соотношении 1:1) с технической водой и 1%-ми растворами деструкторов HV и DT - для одного исследования объем равен 250 мл и выдерживали указанное время.

Вискозиметром ВП-5 определяли изменение условной вязкости начального полимерного раствора и всех обработанных проб во времени (соответственно 1, 2, 3, 4, 5, 24 и 96 ча-



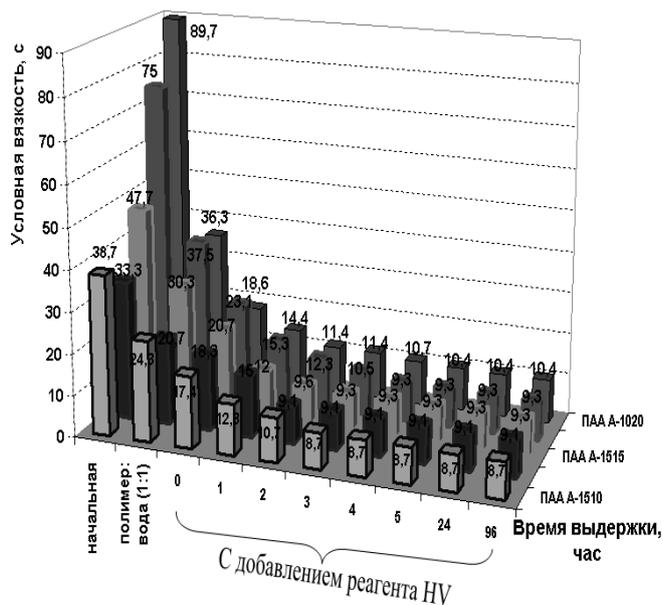


Рисунок 1.1

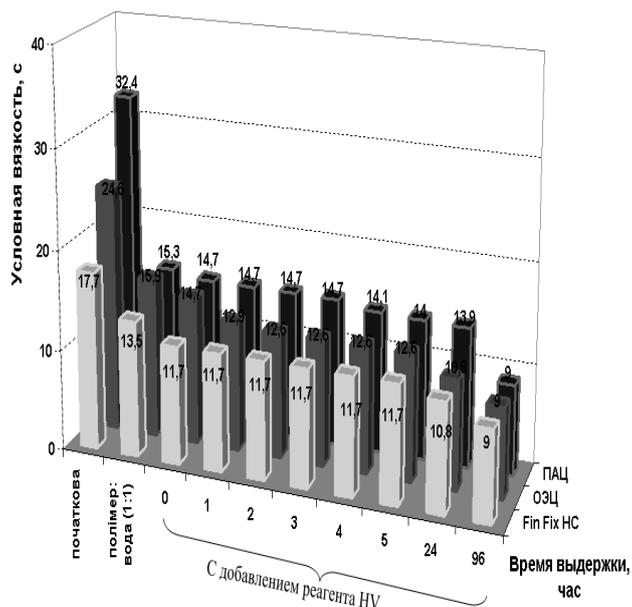


Рисунок 1.2

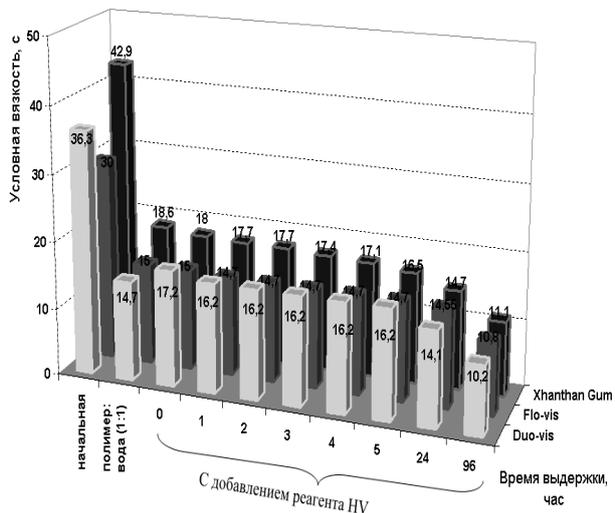


Рисунок 1.3

Рисунок 1. Исследование изменения вязкости полимеров (концентрацией 0,5%) под действием разработанного реагента-деструктора HV в зависимости от времени выдержки ( $t=20^{\circ}\text{C}$ ):

- 1) ПАА разных марок: А-227, А-1020, А-1050, А-1510, А-1515;
- 2) КМЦ, ОЗЦ, ПАЦ;
- 3) биополимеров: Duo-vis, Flo-vis, Xanthan Gum IV

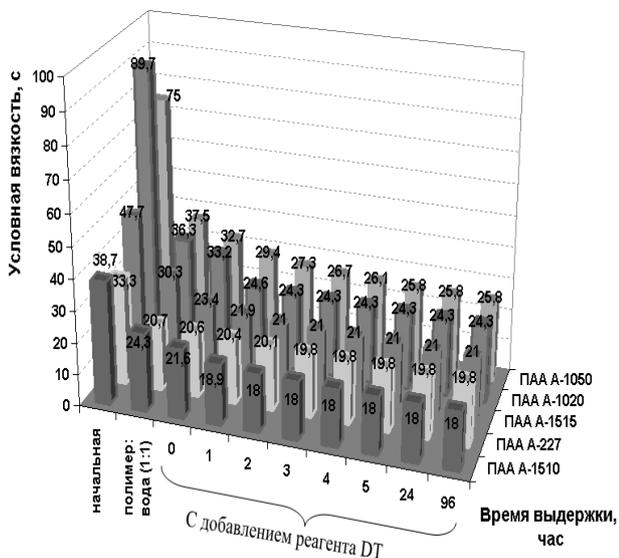


Рисунок 2.1

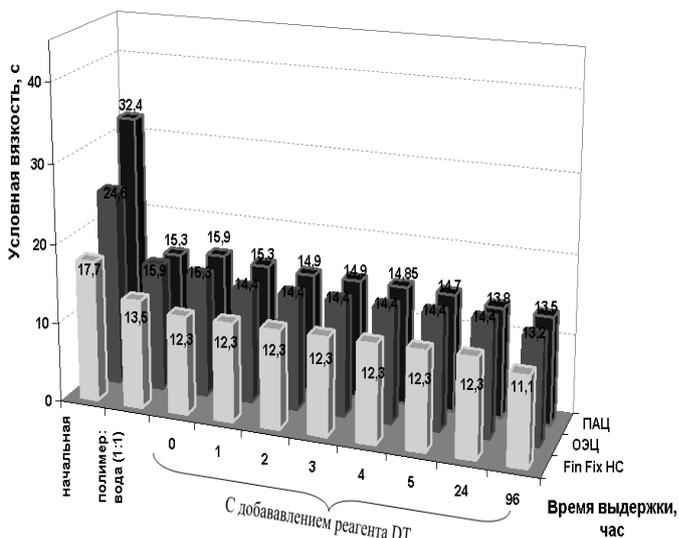


Рисунок 2.2

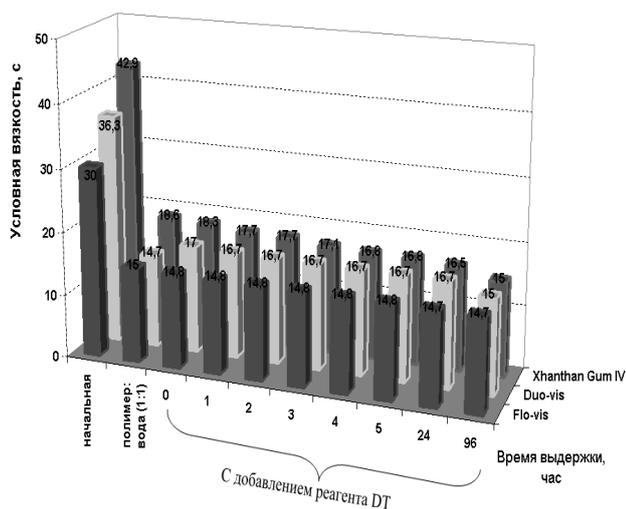


Рисунок 2.3

Рисунок 2. Исследование изменения вязкости полимеров (концентрацией 0,5%) под действием разработанного реагента-деструктора ДТ в зависимости от времени выдержки ( $t=20^{\circ}\text{C}$ ):

- 1) ПАА разных марок: А-227, А-1020, А-1050, А-1510, А-1515;
- 2) КМЦ, ОЭЦ, ПАЦ;
- 3) биополимеров: Duo-vis, Flo-vis, Xhanthan Gum IV

### Библиографический список

1. Іванків О. О. Вплив промивальних складових промивальних рідин на фільтраційні властивості пісковиків. Збірник наукових праць УкрДГРІ / О. О. Іванків, В. М. Ахметова. – Київ. – 2009. – № 1-2. – С. 122-125.
2. Ivankiv O. O. New generation of reagents for proceeding in capacity-filtration descriptions of productive layers in the conditions of the second opening and major repair of mining holes / O. O. Ivankiv, V. M. Ahmetova, Ju. I. Dyvoniak // Polski Kongres Gorniczy, Zakopane, 27-29 maja 2010/ – S. 173-181.

## МИНЕРАГЕНИЯ

УДК 55:502.3 (470.13)

### Геоэкологическое районирование центральной части Республики Коми

Плякин А. М.

*г. Ухта, Ухтинский государственный технический университет, aplyakin09@yandex.ru*

Центральная часть РК является одной из наиболее развитых в промышленном отношении территорий республики. Здесь действуют крупные промышленные предприятия (в том числе нефте- и газоперерабатывающие), разрабатываются или готовятся к разработке месторождения, в том числе уникальные по масштабам и составу, разных полезных ископаемых (Ярегское нефтетитановое, Куратовское кирпичных глин и др.). Через эту территорию проходят нефте- и газопроводы, являющиеся источниками дополнительной экологической опасности. Это вызывает необходимость особенно внимательного отношения к мероприятиям по сохранению безопасных жизненных условий для местного населения.

По особенностям экологической обстановки здесь можно выделить специфический Ухтинско-Сосногорский техногенно-экологический район (ТЭР).

**Ухтинско-Сосногорский ТЭР** является весьма сложным по природно-ресурсным и промышленным комплексам районом. В его состав по экологическим особенностям входят две техногенно-экологических зоны (ТЭЗ): Ухтинская и Сосногорская.

**В Ухтинской ТЭЗ** выделяются три более дробных подразделения: Ухтинская территория с нефтеперерабатывающим заводом (НПЗ); Ярегская – с нефте- и титанодобывающим производством; Водненская – с радиоактивным загрязнением.

**Ухтинская территория** характеризуется кроме нефтеперерабатывающего также действующими глиняными и известняковыми карьерами, кирпичными, машиностроительными и др. заводами. Действующие карьеры работают без или почти без рекультивации земель и создают в пределах города участки «лунных ландшафтов» и некультивируемые водоёмы, образующие-

## АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

### —А—

Автамонов С. Г. ....	162
Александров Ю. В. ....	229, 241
Афанасьев А. С. ....	57
Ахметова В. М. ....	73

### —Б—

Базарова И. А. ....	250
Бакулина Л. П. ....	89
Батищев Т. М. ....	386
Бекряшев Н. С. ....	223, 255
Беляев С. Н. ....	369
Бердник А. Г. ....	291, 298
Бердник М. М. ....	246
Бирилло И. Н. ....	216
Близнюков В. Ю. ....	159
Близнюков Вит. Ю. ....	156, 159
Браженцев В. П. ....	159
Быков И. Ю. ....	162, 165, 168, 173, 175, 182, 187, 191, 194, 200, 329, 333

### —В—

Валиева А. Ф. ....	60
Ванеева О. Ю. ....	340, 349
Веряскина Е. М. ....	375
Воловик О. В. ....	286, 291
Воробьева А. Ф. ....	308
Воронцов С. Ю. ....	49

### —Г—

Георгица Р. В. ....	82
Глызин В. Г. ....	389
Головня А. В. ....	369
Гонтарь В. Ю. ....	366, 391
Горяева Г. Н. ....	366, 389
Грунско́й Т. В. ....	312

### —Д—

Данилов М. Г. ....	317
Дасис Е. А. ....	250
Девальтовский Е. Э. ....	345, 349, 353
Дегтярева О. В. ....	300
Деминская Н. Г. ....	133
Дивоняк Ю. И. ....	70
Дудкин П. Н. ....	362
Дуркин В. В. ....	103, 124
Дуркин С. М. ....	42

### —З—

Заикин С. Ф. ....	165
Зайцев Д. Б. ....	30
Засовская М. А. ....	277
Землянский В. Н. ....	82, 362, 366, 391
Золотухин А. Б. ....	45

### —И—

Иванкив В. Б. ....	67
Иванкив О. А. ....	67, 70
Иванов А. Н. ....	130
Ивенина И. В. ....	143
Иконникова Л. Н. ....	45
Ильин В. В. ....	168
Иносаридзе Е. М. ....	149

### —К—

Калякин И. С. ....	369
Каракчиева А. В. ....	353, 357
Касумов Ю. Э. ....	103
Кашуба А. В. ....	53
Кейн О. П. ....	286, 325
Кейн С. А. ....	140
Кирикова Н. С. ....	89
Кобрунов А. И. ....	35
Козлов Д. И. ....	206, 212, 220
Колесник О. А. ....	291
Копейкин В. А. ....	82, 85
Королева М. И. ....	124
Кочетков О. С. ....	79, 96
Кочетов С. В. ....	16, 20
Круглов И. А. ....	57
Крупенский В. И. ....	263, 270, 272, 274
Крылов В. И. ....	149
Кузьбожев А. С. ....	206, 212
Кузьминых Д. В. ....	182
Кулешов В. Е. ....	35

### —Л—

Лагутина Ю. А. ....	16
Лебедев И. И. ....	100
Леонов И. С. ....	236
Литвинкович И. М. ....	120
Логачев Ю. Л. ....	106, 110, 124
Львов А. Э. ....	79
Лютиков К. В. ....	117

<b>—М—</b>	
Маликова А. Ю. ....	25
Маракасова И. С. ....	191
Мартынова Г. В. ....	362, 378, 382
Машуков А. А. ....	114
Мигунова С. В. ....	317
Минова Н. П. ....	89
Михалев А. Ю. ....	223, 226, 255
Михалев Ал. Ю. ....	223, 255
Могутов А. С. ....	35
Морозюк О. А. ....	42
<b>—Н—</b>	
Назаров А. В. ....	53
Некучаев В. О. ....	4
Новиков К. А. ....	325
Новосельцева Т. А. ....	308
<b>—О—</b>	
Оскорбин И. А. ....	173
<b>—П—</b>	
Пантилеенко В. Н. ....	337, 369, 386
Пармузина Л. В. ....	16, 20
Перминов Б. А. ....	165
Перхуткин В. П. ....	288, 312
Перхуткина З. И. ....	288, 295, 304
Петров Н. А. ....	42
Пигулин Д. И. ....	175
Пильник Ю. Н. ....	298
Пименов И. Н. ....	154
Плякин А. М. ....	76, 93
Поветкин В. В. ....	60
Полищук С. Т. ....	57
Попков А. С. ....	257
Попов П. С. ....	226
Посвежинский В. Ф. ....	308
Пушкин В. Н. ....	369
<b>—Р—</b>	
Рузин Л. М. ....	42
<b>—С—</b>	
Сальников А. В. ....	209
Светлицкий В. М. ....	70
Селиванов Д. Г. ....	194
Сенатов В. В. ....	110
Сергеева И. В. ....	329, 333
Сирая Н. В. ....	64
Смирнов Ю. Г. ....	7
Соловьёв В. В. ....	200
Соходон Г. В. ....	320
Спицына Е. В. ....	286
Сухоцкий А. Л. ....	49
Сухоцкий Д. Л. ....	49
<b>—Т—</b>	
Тверитнев А. А. ....	30
Тирон Д. В. ....	103
Третьякова М. В. ....	233
Тропников Е. М. ....	79
Трофимов А. С. ....	60
Трохов В. В. ....	140
<b>—У—</b>	
Уляшева Н. М. ....	103
Успенский Б. Г. ....	284
<b>—Ф—</b>	
Филиппов В. Н. ....	79
Фокина Д. М. ....	110
Фуркин А. В. ....	233
<b>—Х—</b>	
Хомяков А. А. ....	320
<b>—Ц—</b>	
Цивилёв Р. П. ....	265, 281
Цхадая Н. Д. ....	295, 300, 304
<b>—Ч—</b>	
Чеславский Я. В. ....	133
<b>—Ш—</b>	
Шарафутдинова Р. З. ....	149
Шарьгин А. М. ....	250
Шарьгин В. М. ....	257
Шестакова М. В. ....	60
Шишкин И. В. ....	220
<b>—Ю—</b>	
Юдин А. В. ....	128
Юдин В. М. ....	106
Юшин Е. С. ....	187
Юшманов В. Н. ....	206, 212, 220, 229, 241