DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-**-** УДК 622.276.34 I Научная статья

Изучение адсорбции полимеров для условий пластов ПК Русского месторождения

Лапин К.Г.[1], **Торопов К.В.**[2], **Волгин Е.Р.**[2], **Бязров Р.Р.**[3], **Галимов В.В.**[3], **Лагутина М.А.**[3]
[1] ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия, [3]ООО «ПМ-Групп», Санкт-Петербург, Россия
kglapin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов делает актуальным внедрение физико-химических методов повышения нефтеотдачи. Перспективным методом является полимерное заводнение. Одним из факторов, влияющих на успешность данной технологии, является удерживание (адсорбция) полимера в пористой среде. При высоком значении адсорбции происходит интенсивная потеря вязкости закачиваемого состава, возможна кольматация прискважинной области пласта. Необходимо выполнять подбор составов, характеризующихся приемлемыми величинами удержания в пласте конкретного месторождения. В статье приводится пример оценки адсорбции, в том числе влияние на ее величину различных факторов.

Материалы и методы
Лабораторные испытания проводились согласно методическим указаниям института «Гипровостокнефть» [14] и Американского нефтяного института [15]. Все этапы по подготовке моделей пласта и флюидов к исследованию основаны на ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».

Ключевые слова
адсорбция, концентрация, полимер, температура

Для цитирования
Лапин К.Г., Торопов К.В., Волгин Е.Р., Бязров Р.Р., Галимов В.В., Лагутина М.А. Изучение адсорбции полимеров для условий пластов ПК Русского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. **–**. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-**-**

Поступила в редакцию: 16.03.2022

UDC 622.276.34 I Original Paper

Assessment of polymer adsorption for the conditions of Russian field PK formations

Lapin K.G.[1], **Toropov K.V.**[2], **Volgin E.R.**[2], **Byazrov R.R.**[3], **Galimov V.V.**[3], **Lagutina M.A.**[3]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia, [3]"PM Group" LLC, St. Petersburg, Russia
kglapin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The increase in the share of hard-to-recover reserves makes it relevant to introduce physico-chemical methods of increasing oil recovery. Polymer flooding is a promising method. One of the factors influencing the success of this technology is the retention (adsorption) of the polymer in a porous medium. At a high value of adsorption, there is an intense loss of viscosity of the injected composition, colmatation of the downhole region of the formation is possible. It is necessary to select compositions characterized by acceptable retention values in the reservoir of a particular deposit. The article provides an example of the assessment of adsorption, including the influence of various factors on its magnitude.

Materials and methods
Laboratory tests were carried out according to the guidelines of the Institute "Hyprovostokneft" [14] and of the American Petroleum Institute [15]. All stages of preparation of reservoir models and fluids for research are based on OST 39-195-86 "Oil. Method for determining the oil displacement coefficient by water in laboratory conditions".

Keywords
adsorption, concentration, polymer, temperature

For citation
Lapin K.G., Toropov K.V., Volgin E.R., Byazrov R.R., Galimov V.V., Lagutina M.A. Assessment of polymer adsorption for the conditions of Russian field PK formations. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-**-**

Received: 16.03.2022

Около 95 % нефти в РФ добывается с применением заводнения. На сегодняшний день средняя обводненность продукции на объектах с закачкой воды в нефтяной пласт превышает 80 %. В результате применения традиционной системы заводнения в среднем удается извлечь около 35 % нефти, остальной объем запасов остается в пласте.

Так, согласно расчетам [1], увеличение конечного КИН на 1 % позволит увеличить объем ежегодной добычи нефти в РФ на 20–30 млн т.

Доля остаточных запасов нефти, связанных с низким охватом пласта процессом заводнения составляет 70 % всех остаточных запасов и является резервом для увеличения нефтеотдачи. Столь высокий показатель остаточной нефти связан в том числе с увеличением доли месторождений с нефтью повышенной вязкости и высоковязкой нефтью, где высокий уровень обводненности

скважинной продукции достигается уже в ранние периоды эксплуатации.

Химическая природа воды и нефти также дают предпосылки к неравномерному вытеснению. Вода и нефть являются несмешивающимися жидкостями, поэтому невозможно вытеснить водой всю нефть из пласта [2]. Это подтверждается кривыми относительной фазовой проницаемости (ОФП) в виде наличия связанной воды в крайних точках при максимальной нефтенасыщенности или остаточной неподвижной нефти при максимальной водонасыщенности [3].

Внедрение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН) позволяет комплексно воздействовать на несколько причин недоизвлечения нефти. Например, поверхностно-активные вещества (ПАВ) помогают уменьшить межфазное натяжение на границе вода-нефть, благодаря чему увеличивается коэффициент вытеснения. Полимерные растворы влияют на реологические свойства вытесняющего агента (воды), увеличивая его вязкость, за счет чего изменяется структура фильтрационных потоков и снижается гидродинамическая анизотропия пласта. Метод полимерного заводнения характеризуется длительной историей промышленного применения и наличием подтвержденных результатов [4–9].

Процесс вытеснения нефти можно описать при помощи уравнения, которое отражает отношение коэффициентов подвижности между вытесняемым и вытесняющим агентами [10]. В случае, если отношение коэффициентов подвижности больше единицы (› 1), процесс заводнения считается нестабильным и может произойти прорыв воды по отдельным интервалам пласта — в результате существенная часть нефти останется невытесненной. Если отношение коэффициентов подвижности меньше, либо равно единице (≤ 1), то заводнение можно считать эффективным. Уравнение ниже определяет отношение коэффициентов подвижностей:

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\mu_o / k_o}{\mu_w / k_w}, \qquad (1)$$

где λ, μ и k — коэффициенты, соответственно, подвижности, вязкости и эффективной конечной проницаемости, а нижние индексы «w» и «o» используются для обозначения воды и нефти.

Как правило, полимерное заводнение реализуется при неблагоприятном соотношении коэффициентов подвижности (› 1) с целью повышения охвата пласта воздействием. Для повышения эффективности выработки запасов высоковязкой нефти может также применяться технология термополимерного заводнения, когда в пласт закачивается горячий полимерный раствор. По мере продвижения полимерного раствора вглубь пласта, за счет передачи тепла нагревается нефть, в результате чего снижается ее вязкость. Также, по мере проникновения в пласт полимерного раствора, происходит его охлаждение и, соответственно, увеличение вязкости, что способствует улучшению соотношения подвижностей нефти и воды.

Удерживание полимера горной породой пласта сильно отражается на технологическом и экономическом эффектах внедрения технологии. В результате некорректного выбора марки полимера можно достичь значений адсорбции до нескольких мг/г, что сопровождается прямыми потерями полимера, снижением проницаемости прискважинной зоны пласта, снижением вязкости раствора и, как результат, ухудшением эффективности вытеснения нефти полимером.

Удерживание полимера пористой средой обусловлено тремя следующими механизмами: механическим захватом, гидродинамическим удерживанием и адсорбцией.

Механический захват полимера обусловлен большими размерами его молекул относительно размера пор, в результате чего возможно закупоривание каналов. Влияние данного механизма в породах (за исключением низкопроницаемых) невелико, и в большинстве практических случаев им можно пренебречь, правильно подобрав полимерный состав.

Гидродинамическое удерживание является наименее изученным из всех механизмов удерживания полимера. Лабораторные исследования в источниках [11, 12] показали, что с ростом скорости закачки происходит увеличение гидродинамического удерживания в застойных зонах за счет скопления молекул полимера и уменьшения концентрации полимера в общем потоке. При снижении скорости фильтрации происходит вымывание молекул полимера из застойных зон, и концентрация вещества в растворе приобретает тенденцию к росту. В промысловых условиях данная составляющая не оказывает большого влияния.

Адсорбцией называется взаимодействие между молекулами полимера и твердой поверхностью. Это взаимодействие заключается в связи молекул полимера с элементами горной породы, как правило, с низкой свободной энергией.

В процессе фильтрации раствора полимера в пористой среде величина адсорбции зависит от сил взаимодействия макромолекул с твердой поверхностью. При этом возможны электростатическое взаимодействие полиона с твердой поверхностью минерала, образование водородных связей между карбоксильными и амидными группами, с одной стороны, и гидратированной поверхностью минерала — с другой, а также химическое взаимодействие полимера с твердой поверхностью (хемосорбция) [13].

Учитывая незначительное влияние механических захватов за счет высокой проницаемости исследуемого объекта (более 0,5 мкм^2) и гидродинамического удерживания, под удержанием полимера горной породой понимается адсорбция полимера.

Объектами исследования были 2 марки полимера с условными обозначениями № 1 и № 2. Исследования проводились в статических и динамических условиях при температурах от 5 до 90 °С и при концентрациях от 500 до 1 500 ppm.

Эксперименты проведены на керне пластов ПК Русского месторождения, представленном неконсолидированными песчаниками и алевролитами с переслаиванием глин, использовалась нефть и пластовая вода Русского месторождения. При проведении экспериментов использовались как стандартные образцы керна 30×30 мм, так и насыпные модели. В качестве нефти использовалась изовискозная модель нефти.

Методика проведения эксперимента по исследованию статической адсорбции

После подготовки насыпных моделей 100 г образца породы помещали в герметичный контейнер, в который добавляли 50 г раствора полимера. Далее контейнер герметично закрывался и хранился в течение двух дней с периодическим перемешиванием каждые 4 часа для поддержания оптимального контакта жидкости и горной породы. После двух дней выдержки посредством обработки в центрифуге жидкость была отделена от горной породы с последующим замером концентрации полимера в растворе. Адсорбция полимера была рассчитана по следующей формуле:

$$A = \frac{W_E \cdot (C_i - C_f)/100}{W_S}, \qquad (2)$$

где W_S — масса сухого твердого вещества, г; W_E — масса раствора полимера, г;

C_i — исходная массовая концентрация полимера, %; C_f — окончательная массовая концентрация полимера, %.

Методика проведения эксперимента по исследованию динамической адсорбции

Табл. 1. Результаты лабораторных исследований динамической адсорбции полимеров
Tab. 1. Results of laboratory analyses of dynamic polymer adsorption

№	Модель пласта	Температура, ˚С	Концентрация, ppm	Полимер №	Кпр, мкм^2	Адсорбция, мкг/г
1	Образец керна	50	700	1	0,487	30,8
2	Образец керна	50	700	2	0,507	32,6
3	Образец керна	20	700	2	0,785	23,9
4	Образец керна	80	700	2	0,649	43,5
5	Образец керна	50	1 500	2	0,462	53,5
6	Насыпная модель	20	700	2	0,637	29,4
7	Насыпная модель	80	700	2	0,664	47,0
8	Насыпная модель	20	1 500	2	0,644	64,1
9	Насыпная модель	80	1 500	2	0,631	86,2

После подготовки образцов керна и насыпных моделей они были подключены к фильтрационной установке, где в первую очередь были созданы условия, приближенные к пластовым, а именно: моделирование остаточной водо- и нефтенасыщенности, термобарические условия. Остаточная нефтенасыщенность создавалась вытеснением нефти пластовой водой.

После этого через керн прокачивался раствор полимера определенной концентрации. Эксперименты проводились при постоянной скорости прокачки — 1,2 см³/час. На выходе из кернодержателя непрерывно производился отбор пробы жидкости с последующим определением концентрации полимера в ней. В начале закачки раствора полимера пробы отбирались максимально часто (10 раз на первые 2 объема пор закачки), а затем частота отбора проб была постепенно снижена.

При получении исходной концентрации полимера (задана условиями эксперимента) на выходе из фильтрационной установки и стабилизации давления закачка раствора полимера останавливалась. Далее по полученным значениям рассчитывалась величина адсорбции.

Расчет величины адсорбции при исходной концентрации закачиваемого реагента рассчитывался по формуле:

$$A = \frac{\left(\sum_{i=1}^{n} q_i - V_{пор}\right) \cdot C_{исх} - \sum_{i=1}^{n} q_i \cdot C_i}{M_П}. \quad (3)$$

где q_i — объем отобранной пробы при закачке, л; C_i — концентрация в отобранной пробе при закачке, г/л; $V_{пор}$ — поровый объем керна (величина без объема подводящих трубок), л; $C_{исх}$ — закачиваемая концентрация, г/л; Мп — масса породы в керне, г (табл. 1).

Для оценки репрезентативности полученных результатов произведен сравнительный анализ со значениями динамической адсорбции месторождений-аналогов [16, 17] (табл. 2).

У всех месторождений среднее значение проницаемости превышает 0,5 мкм², являющееся своего рода барьером между хорошо проницаемыми и высоко проницаемыми коллекторами. Это позволяет пренебрегать эффектами гидродинамического удержания и механического захвата молекул полимера и приравнять удержание полимера и адсорбцию. Значения динамической адсорбции, полученные в ходе текущих лабораторных исследований, демонстрируют релевантные значения. Значения адсорбции для пластов Русского месторождения несколько выше значений на месторождениях-аналогах, что может объясняться различиями исследуемых полимеров и свойствами горных пород (минералогический состав, глинистость).

Сравнение динамической и статической адсорбции

Для проведения сравнения ниже представлены результаты исследований по оценке статической адсорбции полимеров.

Агрегируя результаты экспериментов по определению динамической адсорбции для полимера № 2 и результаты по статической адсорбции при идентичной концентрации полимерного раствора, получаем следующие значения (табл. 4).

Значения динамической адсорбции в 2–2,5 раза меньше значений статической адсорбции при одинаковых температуре и концентрации. Действительно, значение статической адсорбции будет чаще всего выше динамической, если только доминирующим механизмом удержания не является механический захват в образцах горной породы с пониженной проницаемостью [13].

Табл. 2. Сравнительный анализ месторождений-аналогов
Tab. 2. Comparative analysis of analog fields

Месторождение	Модель пласта	Проницаемость, мкм²	Температура, °С	Динамическая адсорбция, мг/г
Pelican Lake (Канада)	Образец керна	0,3–2,5	12–20	10–12
Marmul (Оман)	Образец керна	0,5–3,0	25–35	10–21
Русское (РФ)	Образец керна	0,2–1,5	17	24–54

Табл. 3. Результаты лабораторных исследований статической адсорбции
Tab. 3. Results of laboratory analyses of static adsorption

Полимер № 1						
	T = 5 °C	T = 20 °C	T = 40 °C	T = 60 °C	T = 80 °C	T = 90 °C
500 ppm	75	79	79	81	95	99
1 000 ppm	94	97	98	107	116	125
1 500 ppm	99	104	122	128	139	148
Полимер № 2						
	T = 5 °C	T = 20 °C	T = 40 °C	T = 60 °C	T = 80 °C	T = 90 °C
500 ppm	78	75	109	123	132	137
1 000 ppm	101	116	146	161	176	190
1 500 ppm	121	130	149	178	214	236

Табл. 4. Сопоставление статической и динамической адсорбции
Tab. 4. Comparison of static and dynamic adsorption

Температура, °С	20	80
Статические условия эксперимента		
Значение адсорбции, мкг/г	130,0	214,0
Динамические условия эксперимента		
Значение адсорбции, мкг/г	64,1	86,2

Табл. 5. Адсорбция на насыпных моделях и образцах керна
Tab. 5. Adsorption on bulk models and core samples

Температура, °С	20	80
Образец керна		
Проницаемость, мкм²	0,785	0,649
Значение адсорбции, мкг/г	23,9	43,5
Насыпная модель		
Проницаемость, мкм²	0,637	0,664
Значение адсорбции, мкг/г	29,4	47,0

Сравнение значений динамической адсорбции на насыпных моделях и на образцах керна

В условиях ограниченного объема кондиционного кернового материала не всегда возможно реализовать эксперименты по оценке адсорбции на стандартных керновых образцах. При этом чаще всего ограничений для подготовки насыпных моделей для проведения фильтрационных экспериментов нет. Сравнение значений динамической адсорбции на насыпных моделях и стандартных образцах приводится в таблице 5.

Как видно из таблицы 5, значение адсорбции полимера на насыпной модели выше значения на керновом материале. Это связано с тем, что в разрыхленной породе количество активных элементов, способных адсорбировать на себе полимер, выше, чем в консолидированном керне.

Можно считать, что эксперименты на насыпных моделях дают верхнюю границу динамической адсорбции для исследуемого объекта. Данные значения можно использовать в качестве пессимистичной оценки.

В реальных условиях горная порода представляет собой различную по составу и свойствам среду, порой достаточно сильно отличающуюся в пределах месторождения, поэтому также важно учитывать непостоянство адсорбции полимера. Следует отметить, что речь идет в первую очередь о влиянии пористости, минералогического состава пород, проницаемости, хотя в научной литературе считается очень сложным построение зависимости удерживания полимера от вышеуказанных характеристик.

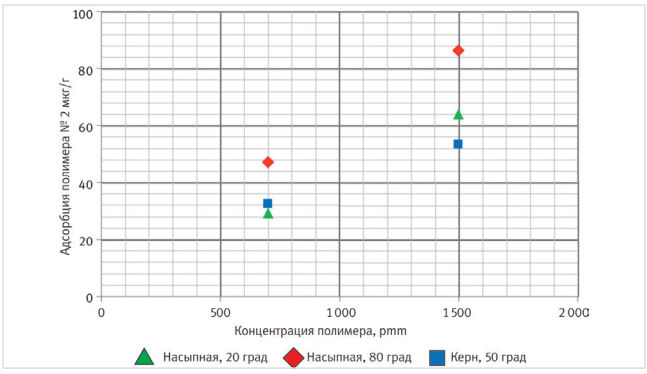

Рис. 1. Зависимость динамической адсорбции от концентрации при различных температурах для полимера № 2
Fig. 1. Dependence of dynamic adsorption on concentration at different temperatures for polymer № 2

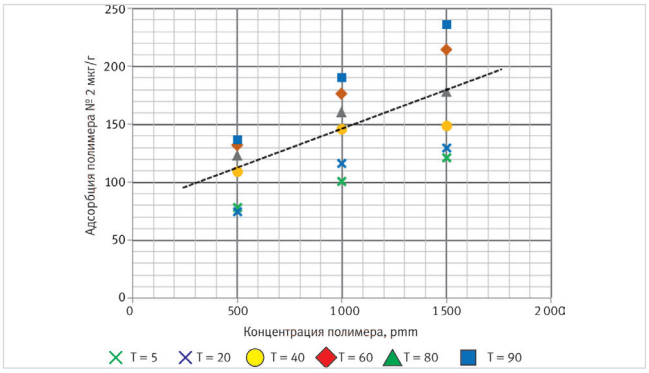

Рис. 2. Зависимость статической адсорбции от концентрации при различных температурах для полимера № 2
Fig. 2. Dependence of static adsorption on concentration at different temperatures for polymer № 2

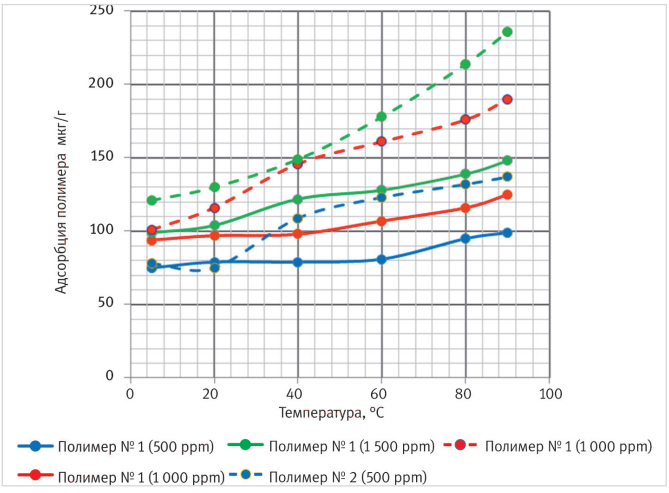

Рис. 3. Зависимость статической адсорбции от температуры при различных концентрациях
Fig. 3. Dependence of static adsorption on temperature at different concentrations

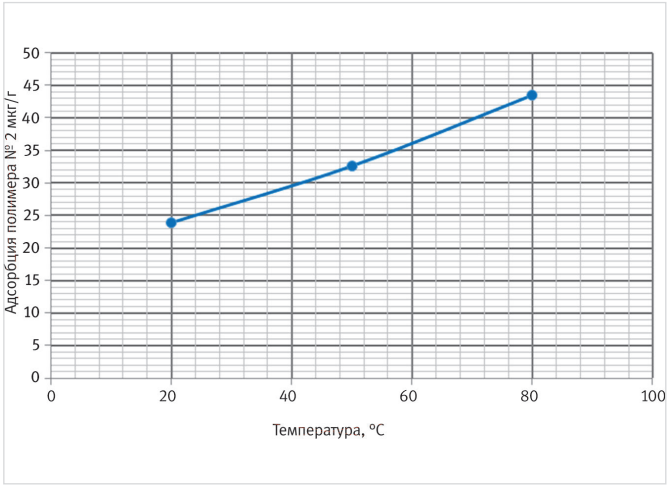

Рис. 4. Зависимость динамической адсорбции от температуры при концентрации 700 ppm для полимера № 2
Fig. 4. Dependence of dynamic adsorption on temperature at a concentration of 700 ppm for polymer № 2

Влияние температуры и концентрации полимера на величину адсорбции

Для визуального отражения полученных результатов на рисунках ниже приведены графики зависимости показателей динамической и статической адсорбции от концентрации полимера (рис. 1–2).

При повышении концентрации полимера в растворе увеличивается его адсорбция горной породой. Это связано с увеличением количества свободных атомов полимера в потоке жидкости, готовых к реакции с горной породой.

Об увеличении адсорбции полимеров при повышении концентрации также свидетельствует мировой опыт [13, 18]. Адсорбционная способность при повышенных концентрациях (более 2 000 ppm) не имеет существенной динамики увеличения. При сравнении адсорбционной способности при различных концентрациях [19] отмечено, что максимальное увеличение адсорбции происходит в интервале концентрации от 500–2 000 ppm. При дальнейшем повышении концентрации рост адсорбции не наблюдается. Данный факт связан с ограниченностью площади горной породы, адсорбирующей на себе полимер.

Графики зависимости показателя динамической и статической адсорбции от температуры для полимеров представлены на рисунках ниже (рис. 3–4).

Из представленных графиков видно, что при повышении температуры значение адсорбции возрастает. В некоторых зарубежных источниках отмечается снижение адсорбции с повышением температуры, которое объясняется ослаблением водородных связей и повышением электростатического отталкивания породы [20]. Тем не менее полученные данные демонстрируют обратную зависимость. Это подтверждается исследованиями как на статическую, так и на динамическую адсорбцию. Это может свидетельствовать о возможных различиях химического состава с традиционными полимерами и присутствием различных добавок (мономерных звеньев). Влияние различных мономерных добавок на свойства полимеров были изучены в работах [21–24]. Например, в работе [21] отмечается, что с добавлением специального мономера, такого как 2-акриламидо-2-метилпропансульфововая кислота (AMPS), изменяются свойства полимеров при температурном влиянии. Добавление мономера инициирует увеличение жесткости полимерной цепочки в результате происходит уменьшение разветвлений в структуре, что, в свою очередь, повышает устойчивость полимера к повышенным температурам.

Итоги

Таким образом, добавление мономеров в цепь традиционного полимера может оказывать влияние на свойства полимера, в том числе на зависимость динамической адсорбции от температуры.

Данный вопрос требует дополнительного изучения в части исследования зависимости адсорбции полимеров, включающих различные мономерные добавки, при различных концентрациях, от температуры.

Выводы

Важным фактором при планировании работ по внедрению полимерного заводнения является оценка и учет адсорбции полимера горной породой.

Проведенные исследования позволили определить ряд закономерностей для пластов ПК Русского месторождения, а именно:

- повышение концентрации полимера в растворе способствует увеличению его адсорбции на породе;
- повышение температуры способствует увеличению адсорбции полимера. В некоторых литературных источниках наблюдается обратная зависимость. Различия могут быть обусловлены природой полимеров (наличием или отсутствием мономерных звеньев в химическом составе образца полимеров);
- значение адсорбции на насыпных моделях выше, чем на образцах керна. Это связано с тем, что в разрыхленной породе количество активных элементов, способных адсорбировать на себе полимер, выше, чем в консолидированном керне;
- значение статической адсорбции выше динамической примерно в 2–2,5 раза.

Results
Thus, the addition of monomers to the chain of a traditional polymer can affect the properties of the polymer, including the dependence of dynamic adsorption on temperature.
This issue requires additional study in terms of studying the dependence of the adsorption of polymers, including various monomer additives, at different concentrations, on temperature.

Conclusions
An important factor in planning the implementation of polymer flooding is the assessment and accounting of polymer adsorption by rock.
The conducted research allowed us to identify a number of patterns for the layers of the PK of the Russian field, namely:

- an increase in the concentration of the polymer in the solution contributes to an increase in its adsorption on the rock.
- an increase in temperature increases the adsorption of the polymer. In some literary sources, an inverse relationship is observed. The differences may be due to the nature of the polymers (the presence or absence of monomeric units in the chemical composition of the polymer sample).
- the adsorption value on bulk models is higher than on core samples. This is due to the fact that in the loosened rock the number of active elements capable of adsorbing the polymer on themselves is higher than in the consolidated core.
- the value of static adsorption is about 2–2,5 times higher than dynamic adsorption.

References

1. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Пути преодоления негативных тенденций развития НГК России // Технологии топливно-энергетического комплекса. 2006. № 4. С. 30–37. (In Russ)
2. Flaaten A. et al. A Systematic laboratory approach to low-cost, high-performance chemical flooding. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009, Vol. 12, № 5, P. 713–723. (In Eng).
3. Kumar M. et al. High mobility ratio water flood performance prediction: challenges and new insights. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008, Vol. 11, № 1, P. 186–196. (In Eng).
4. Delamaide E. Pelican Lake: Learning from the Largest Polymer Flood Expansion in a Heavy Oil Field. IOR 2021, European Association of Geoscientists & Engineers, 2021, P. 1–21. (In Eng).
5. Ning S. et al. First ever polymer flood field pilot to enhance the recovery of heavy oils on Alaska's north slope – polymer injection performance. Proceedings of the 7th unconventional resources Technology Conference. Tulsa, OK, USA: American Association of Petroleum Geologists – 2019. (In Eng).
6. Juri J. et al. Grimbeek Successful Polymer Pilot Extends to 80 Injectors in Factory-Mode Development at CGSJ Basin. IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery. European Association of Geoscientists & Engineers, 2019, P. 1–14. (In Eng).
7. Ilyasov I. et al. Results of the first polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe oil field. 2020. (In Eng).
8. Ilyasov I., Glushchenko N. Results of the second polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field and future plans. IOR 2021. European Association of Geoscientists & Engineers – 2021, P. 1–10. (In Eng).
9. Бондаренко А.В., Севрюгина А.В., Ковалевский А.И., Кириллов Д.А. Итоги опытно-промышленных работ по полимерному заводнению на Москудьинском месторождении // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 6. С. 61–65. (In Russ).
10. Wang Y., Kovscek A.R., Brigham W.E. Effect of mobility ratio on pattern behavoir of a homogenous porous medium. In Situ. – 1st ed, 1999, P. 1–20. (In Eng).
11. Szabo M.T. An Evaluation of Water-Soluble Polymers For Secondary Oil Recovery - Parts 1 and 2. Journal of Petroleum Technology, 1979, Vol. 31, issue 5, P. 553–570. (In Eng).
12. Cohen Y., Christ F.R. Polymer retention and adsorption in the flow of polymer solutions through porous media. SPE Reservoir Engineering, 1986, Vol. 1, issue 2, P. 113–118. (In Eng).
13. Al-Hajri S. et al. An overview on polymer retention in porous media. Energies, 2018, Vol. 11, issue 10, 19 p. (In Eng).
14. РД-39-0148311-206-85. Руководство по проектированию и технико-экономическому анализу разработки нефтяных месторождений с применением метода полимерного воздействия на пласт. 1986. (In Russ).
15. API RP 63-1990 Recommended practices for evaluation of polymers used in enhanced oil recovery operations. Washington, 1990. (In Eng).
16. Delamaide E. et al. Pelican Lake Field: first successful application of polymer flooding in a heavy oil reservoir. SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, July 2013. (In Eng).
17. Al-Saadi F.S. et al. Polymer flooding in a large field in south oman – initial results and future plans. Paper presented at the SPE EOR Conference at oil and gas West Asia, Muscat, Oman, April 2012. (In Eng).
18. Chiappa L. et al. Polymer design for relative permeability modification treatments at high temperature. Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, February 2003. (In Eng).
19. Zhang G., Seright R.S. Effect of concentration on HPAM retention in porous media. SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 2013. (In Eng).
20. Sheng J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding. Gulf Professional Publishing, 2010, P. 501–567. (In Eng).
21. Prakash C., Achalpurkar M.P., Uppuluri R. Performance Evaluation of High Temperature Fracturing Fluid. Day 4 Thu, November 13, 2014. SPE, 2014. (In Eng).
22. Gupta D.V., Carman P. Fracturing Fluid for Extreme Temperature Conditions is Just as Easy as the Rest. All Days. SPE, 2011. (In Eng).
23. Song L., Yang Z. Synthetic polymer fracturing fluid for ultrahigh temperature applications. International petroleum technology conference, Bangkok, Thailand, November 2016. (In Eng).
24. Almubarak T. et al. New insights into hydraulic fracturing fluids used for high-temperature wells. Petroleum, 2021, Vol. 7, issue 1, P. 70–79. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лапин Константин Георгиевич, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: kglapin@tnnc.rosneft.ru

Торопов Константин Витальевич, главный специалист, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Волгин Евгений Рафаилович, главный специалист, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Бязров Роман Русланович, заместитель директора по науке, ООО «ПМ-Групп», Санкт-Петербург, Россия

Галимов Владимир Владимирович, инженер отдела повышения нефтеотдачи пластов, ООО «ПМ-Групп», Санкт-Петербург, Россия

Лагутина Марина Аркадьевна, заместитель директора, ООО «ПМ-Групп», Санкт-Петербург, Россия

Lapin Konstantin Georgievich, chief project engineer, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: kglapin@tnnc.rosneft.ru

Toropov Konstantin Vitalievich, chief specialist, "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

Volgin Evgeny Rafailovich, chief specialist, "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

Byazrov Roman Ruslanovich, deputy director for science, "PM Group" LLC, St. Petersburg, Russia

Galimov Vladimir Vladimirovich, engineer of the department of enhanced oil recovery, "PM Group" LLC, St. Petersburg, Russia

Lagutina Marina Arkadyevna, deputy director, "PM Group" LLC, St. Petersburg, Russia