

# Оценка выработки запасов углеводородов с помощью импульсно-кодowego гидропрослушивания

Волков Ю.В.<sup>1, 2</sup>, Мингараев Р.А.<sup>1</sup>, Фаткулин М.Р.<sup>1</sup>, Хазиев Р.Р.<sup>2</sup>, Андреева Е.Е.<sup>2</sup>, Зинуров Л.А.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия, <sup>2</sup>Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия,

<sup>3</sup>ООО «Софойл», Казань, Россия  
rammingaraev@yandex.ru

## Аннотация

В настоящей работе рассмотрен метод импульсно-кодowego гидропрослушивания (ИКГ) на одной из площадей месторождения Волго-Уральской провинции с целью оценки локализованных запасов углеводородов (УВ) и целесообразности проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких как зарезка бокового ствола (ЗБС) для их выработки и увеличения конечной нефтеотдачи до значения, установленного проектным документом. В ходе проведения ИКГ были решены следующие задачи: оценены остаточные запасы УВ в исследуемом районе; рассчитаны прогнозные показатели жидкости, нефти после проведения ЗБС; оценено влияние возмущающей скважины Y1 на скважины окружения.

## Материалы и методы

В процессе исследования ИКГ производилась запись забойных давлений в скважинах с помощью автономных глубинных манометров zPas-20M (чувствительностью 20 Па) на основе термостабилизированного кварцевого кристалла. Также производились замеры приемистости нагнетательной возмущающей скважины с помощью переносного расходомера. ИКГ-исследование основано на методе импульсно-кодовой декомпозиции (ИКД) —

процедура разложения комплексного отклика давления на каждой скважине на компоненты, каждая из которых коррелирует только с историей дебитов одной из возмущающих скважин.

## Ключевые слова

гидродинамические исследования скважин, гидропрослушивание, нефтяной пласт, гидропроводность, пьезопроводность, фильтрационно-емкостные свойства, локализация запасов

## Для цитирования

Волков Ю.В., Мингараев Р.А., Фаткулин М.Р., Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Зинуров Л.А. Оценка выработки запасов углеводородов с помощью импульсно-кодowego гидропрослушивания // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. \*\*–\*\*. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-\*\*-\*\*

Поступила в редакцию: 08.02.2021

## GEOLOGY

UDC 550.8.053 | Original Paper

## Evaluation of reservoir saturation and unrecovered reserves localization by pulse-code interference testing

Volkov Yu.V.<sup>1, 2</sup>, Mingaraev R.A.<sup>1</sup>, Fatkulin M.R.<sup>1</sup>, Khaziev R.R.<sup>2</sup>, Andreeva E.E.<sup>2</sup>, Zinurov L.A.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Kazan Federal University, Kazan, Russia, <sup>2</sup>Institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan academy of sciences, Kazan, Russia,

<sup>3</sup>“Sofoil” LLC, Kazan, Russia  
rammingaraev@yandex.ru

## Abstract

In this paper, the method of pulse-code testing (PCT) on one of the squares of the fields of the Volga-Ural province to assess localized reserves of hydrocarbons (HC) and the feasibility of workovers and sidetracking to increase ultimate recovery up to value at field development plan. During the PCT, the following tasks were solved: the residual hydrocarbon reserves in the study area were estimated; the forecast indicators of liquid and oil after the sidetracking were calculated; the influence of the generator well Y1 on the surrounding wells was estimated.

## Materials and methods

During PCT surveillance, downhole pressures were recorded at wells using zPas-20M quartz pressure gauges (with a resolution of 20 Pa) which is based on a temperature-stabilized quartz crystal. Furthermore, water injection rate of the injection well was measured using a portable flow meter.

PCT is based on the Pulse-Code Decomposition (PCD) algorithms – a procedure for decomposing complex pressure responses at each well

into different components, where each component correlates with the flow rate changes history of only one particular generating well.

## Keywords

well testing, interference test, oil reservoir, transmissibility, diffusivity, reservoir evaluation, reserves localization

## For citation

Volkov Yu.V., Mingaraev R.A., Fatkulin M.R., Khaziev R.R., Andreeva E.E., Zinurov L.A. Evaluation of reservoir saturation and unrecovered reserves localization by pulse-code interference testing. Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. \*\*–\*\*. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-\*\*-\*\*

Received: 08.02.2021

## Введение

В настоящее время большинство месторождений вступили в позднюю стадию разработки (3 и 4 стадии) со сложной структурой остаточных запасов. Наличие недренируемых запасов обуславливается сложностью геологического строения залежей, куда входит вертикальная неоднородность пластов, сильная расчлененность, ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), тектонические нарушения, повышенные вязкости [1–7]. Для выявления остаточных запасов углеводородов (УВ) и успешного проведения геолого-технических мероприятий для их выработки острой необходимостью является проведение дополнительных исследований, одним из которых является импульсно-кодировое гидропрослушивание (ИКГ) [8].

Цели и задачи работы:

1. Оценить эффективность работы возмущающей скважины Y1, ее влияние на окружающие скважины;
2. Оценить потенциальную эффективность проведения зарезки бокового ствола (ЗБС) в скважине X3.

## Описание объекта исследования

В статье рассматривается пример проведения ИКГ-исследования на одной из площадей месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции для оценки локализованных запасов УВ и целесообразности проведения различных ГТМ (зарезка боковых стволов, уплотняющее бурение, ремонтно-изоляционные работы (РИР)) для их выработки и увеличения конечной нефтеотдачи до значения, установленного проектным документом. (По согласованию с недропользователем название месторождения не разглашается; нумерация скважин изменена.)

Объектом исследования является продуктивный горизонт, на котором проводились гидродинамические исследования скважин (ГДИС), в частности – методом ИКГ (табл. 1).

В исследование вошли возмущающая нагнетательная скважина Y1, добывающие скважины X1, X5; пьезометрические скважины X3, X4 (рис. 1).

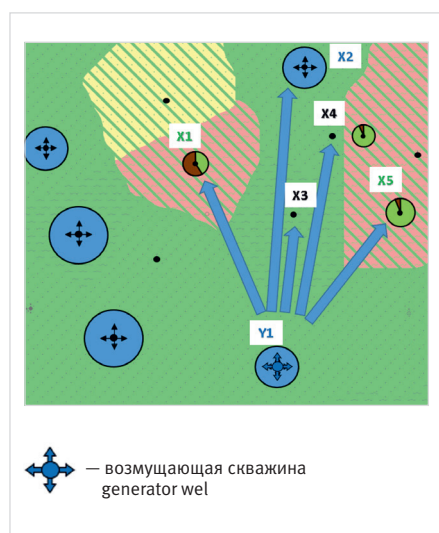


Рис. 1. Фрагмент карты разработки с участком исследования ИКГ. Здесь и далее цветами обозначены литофации коллектора

Fig. 1. Fragment of reservoir development map. Henceforth reservoir litho-phases are marked by different colors

Табл. 1. Геолого-физические параметры продуктивного горизонта  
Tab. 1. Geological and physical parameters of the oil strata

| Величина                                    | Аббр.     | Значение           | Ед. изм.         |
|---------------------------------------------|-----------|--------------------|------------------|
| Средняя глубина залегания                   | $Z_{top}$ | 1 713              | м                |
| Средняя общая толщина                       | $h$       | 5                  | м                |
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина | $h_{eff}$ | 3                  | м                |
| Пористость                                  | $m$       | 0,2                | д.ед.            |
| Сжимаемость породы                          | $c_r$     | $3 \times 10^{-5}$ | 1/атм            |
| Средняя проницаемость                       | $k$       | 780                | мкм <sup>2</sup> |

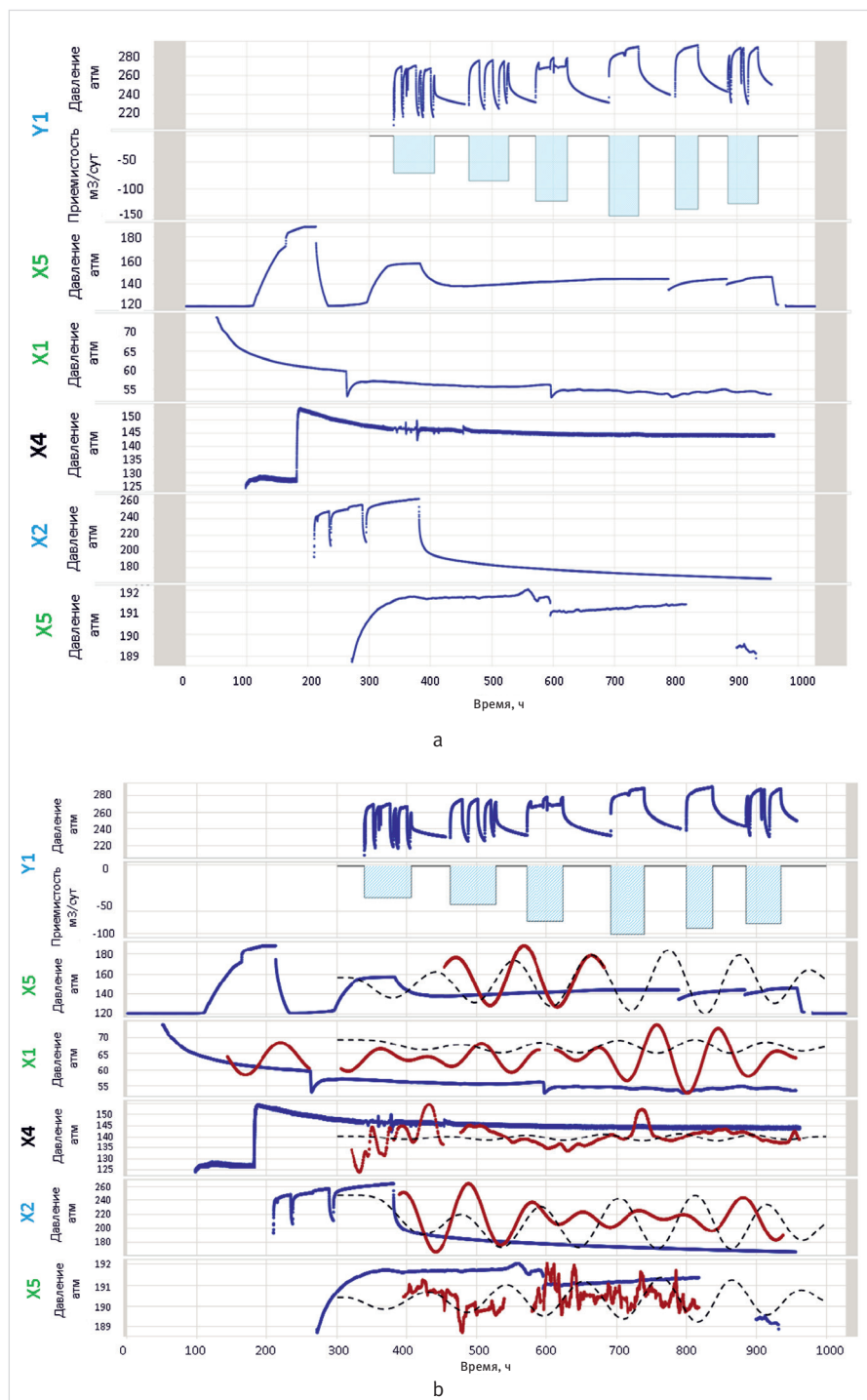


Рис. 2. Режимы работы возмущающей скважины и запись давления в реагирующих скважинах окружения (синим цветом) – а, результаты ИКГ. Красным – детрендированные кривые, черным – отклик в реагирующих скважинах на изменение расхода в генераторе – б

Fig. 2. Injection rates of the generator and pressure recording in the surrounding receivers (in blue) – а, Pulse code decomposition results. Red – detrended pressure, black – revealed pressure response in receiver on rate changes in generator – б

## Описание метода исследования

Импульсно-кодированное гидропрослушивание является разновидностью гидропрослушивания. Уникальность этой технологии заключается в создании «кода» с помощью остановки и закачки различных периодов по заранее подготовленному плану [4]. Процесс проведения ИКГ включает в себя группу скважин: возмущающую — на которой создаются фильтрационные волны давления, и реагирующие — которые регистрируют с помощью высокочувствительных приборов изменение забойного давления (рис. 2а).

Технология ИКГ для расшифровки сигнала на реагирующих скважинах использует методику импульсно-кодированной декомпозиции (ИКД) [3].

ИКД — процесс разложения давления, записанного с помощью высокочувствительных приборов в каждой скважине на компоненты, каждая из которых коррелирует только с историей приемистости возмущающей скважины. Показатели результатов ИКД представлены на рисунке 2б, на котором красным цветом показано детрендрованное давление, черным цветом показаны результаты декомпозиции.

## Анализ полученных результатов

В ходе выполнения ИКГ было оценено пластовое давление в остановленных скважинах (рис. 3а). Во всех рассматриваемых скважинах наблюдаются высокие значения пластового давления. Высокое давление в пьезометрических скважинах X3 и X4 свидетельствует о том, что на данном участке происходит поддержка пластового давления нагнетательными скважинами Y1 и X2, что в свою очередь является следствием хорошей проводимости пласта в направлении с севера на юг.

Процесс распределения давления по пласту происходит довольно равномерно, что свидетельствует о близких значениях проницаемости в интервалах рассматриваемых скважин (рис. 3б). Также с помощью ИКГ были определены интервальные гидропроницаемости в изучаемом районе. Различия проницаемостей, полученные по ИКГ и РИГИС, являются следствием различия эффективных (перфорированных) и связанных толщин (табл. 2), которые могут быть вызваны неполнотой охвата пласта по вертикали либо подключением к основному пласту дополнительных пропластков.

В пределах связанных толщин были оценены насыщенности в интервалах скважин. Исходя из полученных значений насыщенности, можно судить о возможном наличии локализованных запасов УВ в исследуемом районе (в особенности в интервале Y1–X3 и Y1–X4, где значения водонасыщенности (Sw) равны соответственно 0,5 и 0,51) (рис. 4а), в связи с этим была рассмотрена возможность проведения ГТМ (зарезка бокового ствола) в скважинах X3 и X4. Были рассчитаны прогнозные дебиты жидкости и нефти от проведения ЗБС (рис. 4б).

ИКГ позволило определить количественное влияние возмущающей скважины Y1 на ее окружение. Информация о количественном влиянии возмущающей скважины Y1 на скважины окружения позволяет подобрать оптимальный режим работы скважины Y1 для «довыработки» остаточных запасов УВ. Так, например, условия работы скважины Y1 на текущем режиме позволяют повысить давление в скважине X1 на 9,8 атм в месяц (рис. 5а). Прирост жидкости в скважине X1 при этом составил 2,9 м³/сут.

Табл. 2. Сравнение эффективных толщин по ИКГ и РИГИС  
Tab. 2. Comparison of net thicknesses according to PCT and OH logs

| Интервал | Толщина пласта по ИКГ $h_{\text{ИКГ}}$ , м | Толщина пласта по РИГИС $h_{\text{РИГИС}}$ , м | Вертикальный охват $E_v$ , ед. | Комментарии                |
|----------|--------------------------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------|----------------------------|
| Y1 → X2  | 1,9                                        | 5,6                                            | 0,34                           | Низкий коэффициент охвата  |
| Y1 → X1  | 0,96                                       | 2,3                                            | 0,42                           | Низкий коэффициент охвата  |
| Y1 → X4  | 2,7                                        | 2,6                                            | 1,1                            | Высокий коэффициент охвата |
| Y1 → X5  | 1,7                                        | 1,8                                            | 0,94                           | Высокий коэффициент охвата |
| Y1 → X3  | 4,4                                        | 2,2                                            | 2                              | Высокий коэффициент охвата |

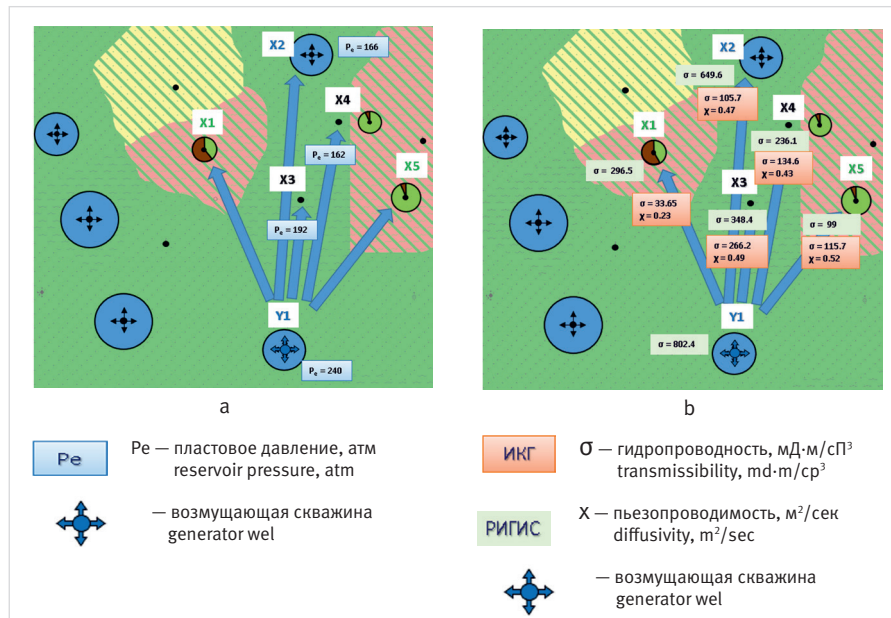


Рис. 3. Пластовые давления (а). Оценка гидро- и проницаемости связанной части пласта в межскважинном пространстве (б)  
Fig. 3. Formation pressures (a). Estimation of cross-well reservoir transmissibility and diffusivity of the connected part of the formation (b)

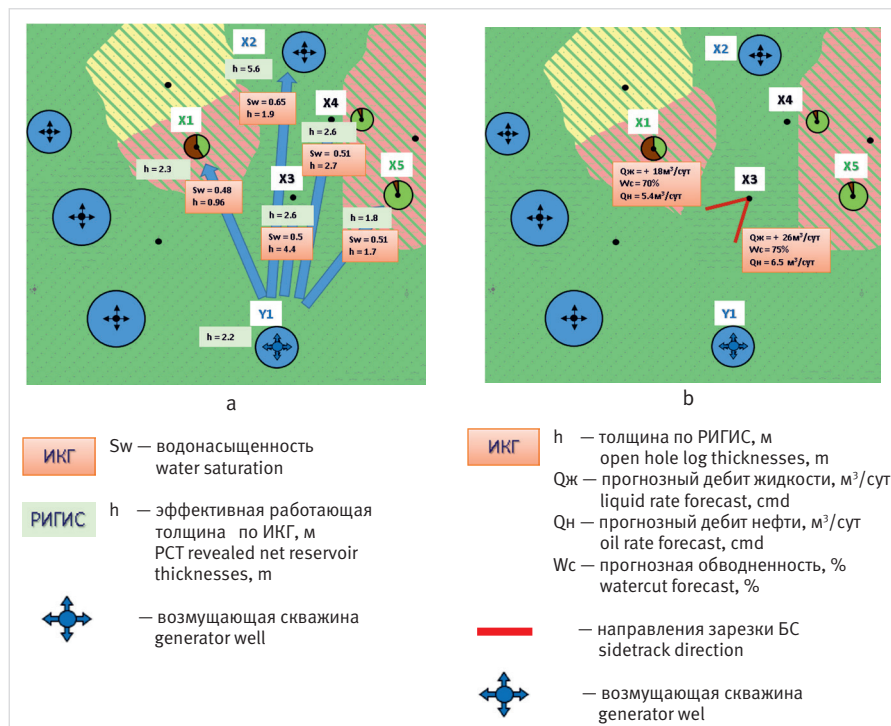


Рис. 4. Оценка связанной толщины коллектора и насыщенности в зоне исследования — а, прогнозные показатели скважины X3 после проведения ЗБС — б  
Fig. 4. Estimation of the associated reservoir thickness and saturation in the study area — а, Forecast indicators of the X3 well after sidetracking — б

Помимо интервальных исследований ИКГ дает представление о непроизводительной закачке. Так, после анализа скважины Y1 было выявлено расхождение скин-фактора и гидропроводности на циклах запуска и остановок скважины (рис. 5b), что говорит о непроизводительной закачке при текущих режимах работы скважины (рис. 6). Данный факт был подтвержден проведенным позднее промыслово-геофизическим исследованием (ПГИ), в результате которого была обнаружена негерметичность эксплуатационной колонны.

## Итоги

В ходе проведения ИКГ были решены следующие задачи:

- оценены остаточные запасы УВ в исследуемом районе;
- рассчитаны прогнозные показатели жидкости, нефти после проведения ЗБС;

- оценено влияние возмущающей скважины Y1 на скважины окружения.

## Выводы

В результате работы достигнуты поставленные цели:

- определена эффективность работы возмущающей нагнетательной скважины Y1;
- выполнена оценка эффективности проведения зарезки бокового ствола в скважине X3.

В заключении важно отметить, что ИКГ является методом, который позволяет решать сразу несколько важных задач (таких как оценка пластового давления, определение насыщения в интервалах скважин, определение влияния скважин и т.д.) одновременно. Неоспоримым преимуществом этого метода над стандартным гидропрослушиванием является то, что во время проведения ИКГ

необязательно останавливать добывающие скважины, участвующие в исследовании. Все перечисленные преимущества свидетельствуют о том, что ИКГ является уникальным инструментом, позволяющим вести контроль над разработкой нефтяных и газовых месторождений.

## Литература

- Ганиев Б., Лутфуллин А., Каримов И., Мухлиев И., Гуляев Д., Фарахова Р., Зинуров Л., Мингараев Р., Асланян А. Рекомендации по оптимизации системы ППД на основе комплекса скважинных исследований и импульсно-кодowego гидропрослушивания. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 2020. 26-29 октября. SPE-201918-MS.
- Асланян А., Ганиев Б., Лутфуллин А., Сагидуллин Л., Каримов И., Мухлиев И.,

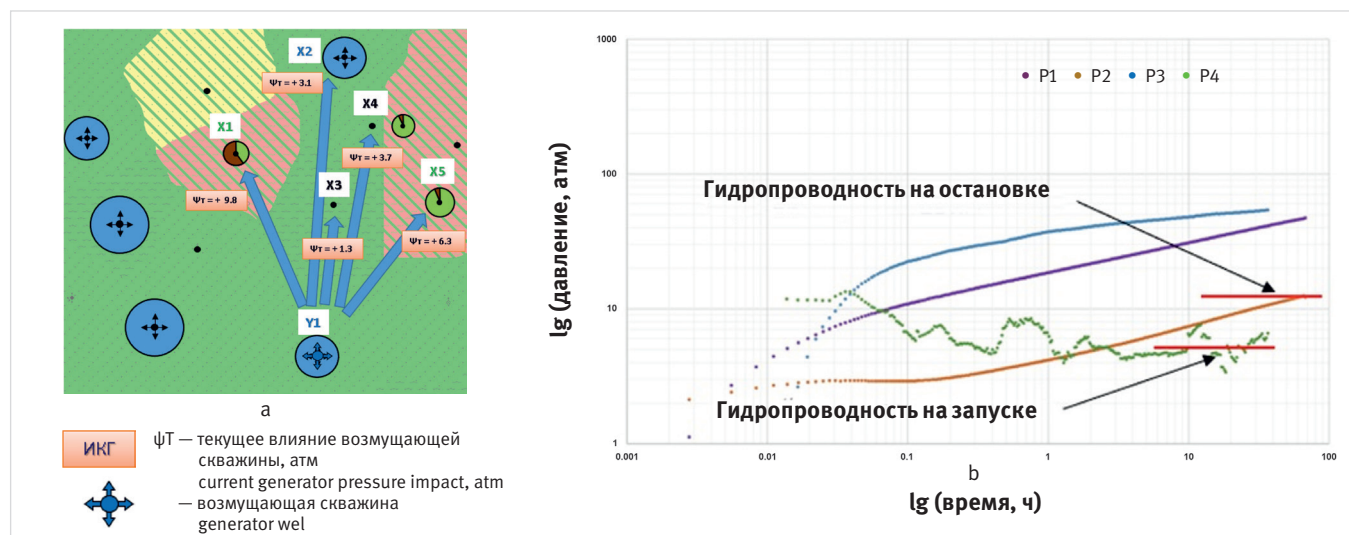


Рис. 5. Оценка влияния закачки возмущающей скважины на ее окружение за 1 месяц — а, логарифмический график остановки и запуска возмущающей скважины Y1 — б

Fig. 5. Assessment of the generator pressure impact on receivers for 1 month of injection — а, Logarithmic graph pressure for injection and fall-off at generator Y1 — б

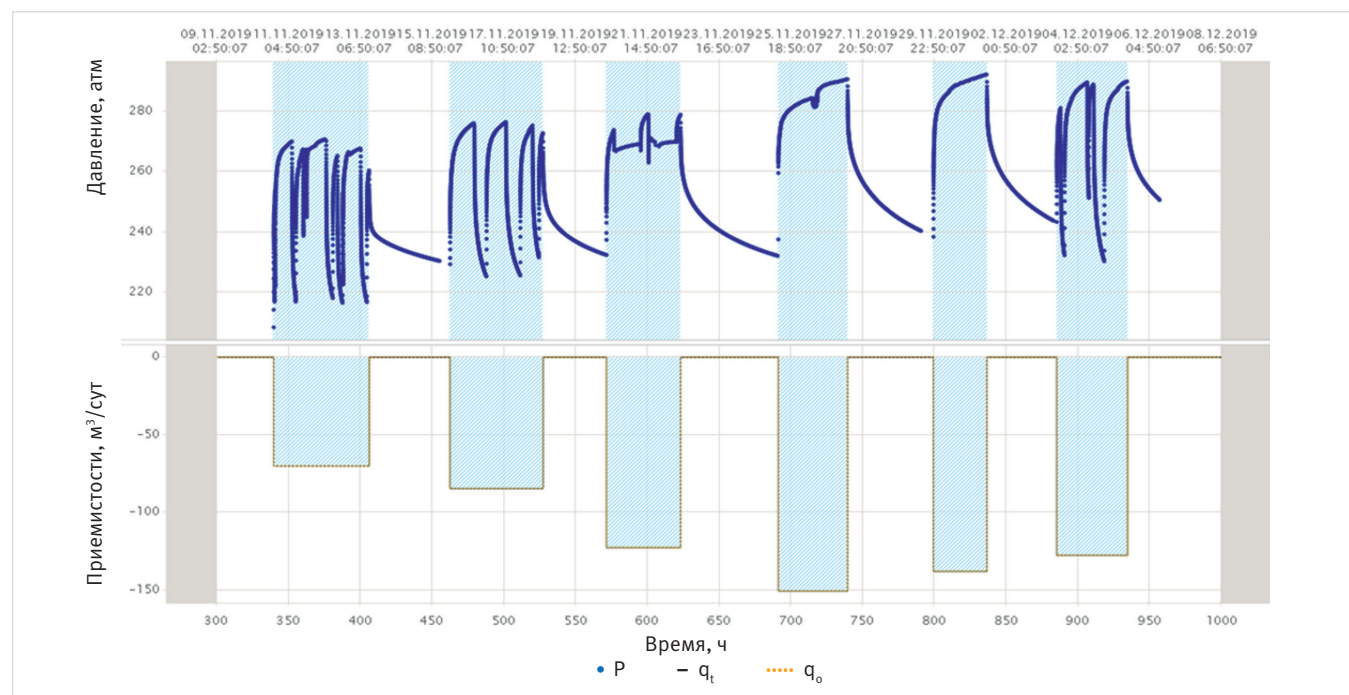


Рис. 6. Режим работы возмущающей скважины Y1  
Fig. 6. Generator well Y1 rates and pressures

- Фарахова Р., Гайнутдинова Л., Зинуров Л. Локализация остаточных запасов месторождения Р с помощью импульсного кодового гидропрослушивания. Азиатско-Тихоокеанская нефтегазовая конференция и выставка SPE / IATMI. Бали, Индонезия. 2019. 29–31 октября. SPE-196338-MS. (In Eng).
3. Ким В., Асланян А., Гуляев Д., Фарахова Р. Анализ эффективности заводнения с использованием импульсно-кодового гидропрослушивания в карбонатных коллекторах Восточной Сибири. SPE Europec. Онлайн. 2020. 1–3 декабря. SPE-200542-MS. (In Eng).
  4. Асланян А., Коваленко И., Ильясов И., Гуляев Д., Буянов А., Мусалеев Х. Исследование системы поддержания пластового давления на месторождении с высоковязкой нефтью с помощью мультискважинного ретроспективного теста и межскважинного импульсно-кодового гидропрослушивания. SPE International Международная конференция и выставка тяжелой нефти SPE. Кувейт. 2018. 10–12 декабря. SPE-193712-MS. (In Eng).
  5. Таипова В., Рафиков Р., Асланян А., Асланян И., Минахметова Р., Трусов А., Кричевский В., Фарахова Р. Оценка потенциала запасов УВ с помощью межскважинного импульсно-кодового гидропрослушивания. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 2017. 16–18 октября. SPE-187927-MS.
  6. Мякешев Н., Асланян А., Фарахова Р., Гайнутдинова Л. Мониторинг эффективности заводнения карбонатных коллекторов с помощью межскважинного импульсно-кодового гидропрослушивания. Симпозиум SPE: расширение производства и оптимизация затрат. Куала-Лумпур, Малайзия. 2017. 7–8 ноября. SPE-189258-MS. (In Eng).
  7. Асланян А., Асланян И., Фарахова Р. Применение импульсного кодового гидропрослушивания для калибровки 3D-модели. Ежегодная техническая конференция и выставка SPE. Дубай, ОАЭ. 2016. 26–28 сентября. SPE-181555-MS.
  8. Pulse Code Testing. URL: <https://www.sofoil.ru/services/pct/> (дата обращения: 09.02.2021).

## ENGLISH

### Results

During the PCT, following tasks were solved:

- estimated residual hydrocarbon reserves in the study area;
- liquid and oil rates for sidetracking are forecasted;
- the pressure impact of the generator Y1 on the surrounding wells is estimated.

### Conclusions

As a result of the work, the set goals were achieved: the efficiency of Y1 injector was quantified; the efficiency of well X3 sidetracking evaluated.

In conclusion, it is important to note that the PCT is a method that allows you to solve several important tasks at once, such as (assessment of reservoir pressure, evaluation of saturation between wells, pressure interference evaluation, etc.) at the same time. The undeniable advantage of this method over standard interference testing is that it is not necessary to stop the production wells involved in the study during the PCT. Present results indicate that the PCT is a valuable tool for oil and gas fields development surveillance and production enhancement.

### References

1. Ganiev B., Lutfullin A., Karimov I., Muhliev I., Gulyaev D., Farakhova R., Zinurov L., Mingaraev R., Aslanyan A. Pressure maintains system optimization recommendations by integrated analysis of well-tests, logs and pulse-code interference tests. SPE Russian petroleum technology conference, Virtual, 2020, October 26–29, SPE-201918-MS. (In Russ).
2. Aslanyan A., Ganiev B., Lutfullin A., Sagidullin L., Karimov I., Mukhliev I., Farakhova R., Gainutdinova L., Zinurov L. Localization of the remaining reserves of r oilfield with pulse code pressure testing. SPE/IATMI Asia pacific Oil & Gas conference and exhibition, Bali, Indonesia, 2019, October 29–31, SPE-196338-MS. (In Eng).
3. Kim V., Aslanyan A., Gulyaev D., Farakhova R. Waterflood analysis with pulse-code pressure interference testing in Eastern Siberia carbonate reservoirs. SPE Europec, Virtual, 2020, December 1-3, SPE-200542-MS. (In Eng).
4. Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I., Gulyaev D., Anton Buyanov A., Musaleev Kh. Waterflood study of high viscosity saturated reservoir with multiwell retrospective testing and cross-well pressure pulse-code testing. SPE International heavy oil conference and exhibition, Kuwait, 2018, December 10–12, SPE-193712-MS. (In Eng).
5. Taipova V., Rafikov R., Aslanyan A., Aslanyan I., Minakhmetova R., Trusov A., Krichesky V., Farakhova R. Verifying reserves opportunities with multi-well pressure pulse-code testing. SPE Russian petroleum technology conference, Moscow, Russia, 2017, October 16–18, SPE-187927-MS. (In Russ).
6. Myakeshev N., Aslanyan A., Farakhova R., Gainutdinova L. Carbonate reservoir waterflood efficiency monitoring with cross-well pulse-code pressure testing. SPE Symposium: Production enhancement and cost optimisation, Kuala Lumpur, Malaysia, 2017, November 7–8, SPE-189258-MS. (In Eng).
7. Aslanyan A., Aslanyan I., Farakhova R. Application of multi-well pressure pulse-code testing for 3D-model calibration. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, 2016, September 26–28, SPE-181555-MS. (In Eng).
8. Pulse Code Testing. URL: <https://www.sofoil.ru/services/pct> (Accessed: 09.02.2021) (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Волков Юрий Васильевич**, к.г.-м.н., доцент кафедры геологии нефти и газа им. академика А.А. Трофимука КФУ; старший научный сотрудник ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

**Мингараев Рамиль Анварович**, аспирант кафедры геологии нефти и газа им. академика А.А. Трофимука КФУ, Казань, Россия

Для контактов: [rammingaraev@yandex.ru](mailto:rammingaraev@yandex.ru)

**Фаткулин Мухаммедрахим Ранилевич**, аспирант кафедры геологии нефти и газа им. академика А.А. Трофимука КФУ, Казань, Россия

**Хазиев Радмир Римович**, научный сотрудник ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

**Андреева Евгения Евгеньевна**, старший научный сотрудник ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

**Зинуров Линар Айратович**, специалист по гидродинамическим исследованиям скважин ООО «Софойл», Казань, Россия

**Volkov Yuriy Vasilevich**, ph.d geology and mineralogy sciences, associate professor of the department oil and gas geology named academician A.A. Trofimuk, KFU; senior researcher IPEN TAS, Kazan, Russia

**Mingaraev Ramil Anvarovich**, post-graduate student of the department oil and gas geology named academician A.A. Trofimuk, KFU, Kazan, Russia  
Corresponding author: [rammingaraev@yandex.ru](mailto:rammingaraev@yandex.ru)

**Fatkulin Mukhammedrahim Ranilevich**, post-graduate student of the department oil and gas geology named academician A.A. Trofimuk, KFU, Kazan, Russia

**Khaziev Radmir Rimovich**, researcher, IPEN TAS, Kazan, Russia

**Andreeva Evgeniya Evgenyevna**, senior researcher, IPEN TAS, Kazan, Russia

**Zinurov Linar Ayratovich**, specialist in hydrodynamic studies of wells, “Sofoil” CCL, Kazan, Russia



# Исследование влияния содержания водной фазы в транспортируемой водонефтяной эмульсии на теплопроводность образующихся асфальтосмолопарафиновых отложений с целью рассмотрения применимости технологии «контролируемого слоя»

Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В., Вотинова А.О.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия  
kirill.vyatkin@girngm.ru

## Аннотация

Образование органических отложений является одной из наиболее распространенных проблем при добыче и транспортировке скважинной продукции. При борьбе с данным осложнением применяется множество современных методов, одним из них является технология «контролируемый слой». Одной из важнейших величин, рассматриваемых при определении технологической эффективности данной технологии, является теплопроводность органических отложений. В данной работе проведены лабораторные исследования по определению характера и степени изменения теплопроводности данных отложений от обводненности исследуемой эмульсии. При анализе результатов лабораторных исследований становится очевидным, что высокая обводненность транспортируемой эмульсии увеличивает теплопроводность отложений, что несет исключительно негативное влияние на технологическую эффективность рассматриваемой технологии.

## Материалы и методы

Материалы: пробы пластового флюида с целевого технологического объекта, установка «Холодный стержень», ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1.

Методы: исследования на установке «Холодный стержень», авторская методика определения теплопроводности органических отложений.

## Ключевые слова

«контролируемый слой», асфальтосмолопарафиновые отложения, теплопроводность, интенсивность, обводненность

## Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-10403, [www.rscf.ru/project/21-79-10403](http://www.rscf.ru/project/21-79-10403)

## Для цитирования

Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В., Вотинова А.О. Исследование влияния содержания водной фазы в транспортируемой водонефтяной эмульсии на теплопроводность образующихся асфальтосмолопарафиновых отложений с целью рассмотрения применимости технологии «контролируемого слоя» // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. \*\*–\*\*. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-\*\*-\*\*

Поступила в редакцию: 28.09.2020

## PIPELINE

UDC 622.692.4 | Original Paper

## Study of the influence of the water phase content in the transported water-oil emulsion on the thermal conductivity of the forming asphalt resoloparaphin deposits for the purpose of considering the technology applicable

Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V., Votinova A.O.

Perm national research polytechnic university, Perm, Russia  
kirill.vyatkin@girngm.ru

## Abstract

The formation of organic deposits is one of the most common problems in the production and transportation of well products. In the fight against this complication, many modern methods are used, one of them is the “Controlled Layer” technology. One of the most important values considered when determining the technological efficiency of this technology is the thermal conductivity of organic deposits. In this work, laboratory studies were carried out to determine the nature and degree of change in the thermal conductivity of these deposits from the water content of the studied emulsion. Analyzing the results of laboratory studies, it becomes obvious that the high-water content of the transported emulsion increases the thermal conductivity of deposits, which has an exceptionally negative impact on the technological efficiency of the technology under consideration.

## Materials and methods

Materials: reservoir fluid samples from the target technological object, the “Cold Finger” installation, the Rheotest RN 4.1 rotary viscometer.  
Methods: research on the “Cold Finger” installation, the authors method for determining the thermal conductivity of organic deposits.

## Keywords

“controlled layer”, asphalt-resin-paraffin deposits, thermal conductivity, intensity, water content

#### For citation

Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V., Votnova A.O. Study of the influence of the water phase content in the transported water-oil emulsion on the thermal conductivity of the forming asphalt resoloparaphin deposits for the purpose of considering the technology applicable. Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. \*\*–\*\*. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-\*\*-\*\*

Received: 28.09.2020

#### Введение

Наиболее распространенным методом транспортировки добываемого флюида является трубопроводный транспорт. Данный процесс является сложной технологической задачей по причине возникновения различного рода осложнений. Ввиду того, что большая часть флюида на территории России транспортируется данным способом, эти осложнения играют существенную роль в процессах его добычи и транспортировки. Примерами таких осложнений могут являться органические отложения, в частности асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), которые представляют собой «мазеподобную» суспензию либо эмульсию с высокой адгезией к различным поверхностям, состоящую из органических и минеральных соединений [1]. Основной опасностью данного явления является не выделение твердой фазы из потока пластовой жидкости, а ее накопление на внутренней стенке линейных трубопроводов, что способствует повышению давления в трубопроводе, ввиду уменьшения его гидравлического радиуса.

При борьбе с данными отложениями существует два пути: предупреждение образования отложений или их удаление [2]. Также методы борьбы с АСПО можно дифференцировать по физическому полю, действующему на органические отложения [3, 4] (рис. 1.)

Более перспективными технологиями борьбы с рассматриваемыми отложениями считаются методы предупреждения образования АСПО, среди которых существуют такие современные методы, как технология «контролируемого слоя».

Применение данной технологии позволяет рассматривать явление образования органических отложений с положительной точки зрения [5]. Рассматриваемая технология основана на наличии у органических отложений низких коэффициентов теплопроводности и шероховатости, а также возможности заполнения неровностей и коррозионных повреждений на внутренней поверхности линейных трубопроводов [6, 7]. Ввиду наличия у АСПО низкого коэффициента теплопроводности становится возможным использование данных отложений в качестве теплоизолирующего материала путем создания «контролируемого» теплоизолирующего слоя на внутренней поверхности линейного трубопровода, снижающего градиент температуры между транспортируемым флюидом и внутренней поверхностью нефтепровода. Возможность заполнения неровностей и коррозионных повреждений в совокупности с наличием низкого значения шероховатости позволяет облегчить транспортировку флюидов по трубопроводу ввиду отсутствия локальных очагов кавитации, увеличения скорости движения флюида вдоль стенки и отсутствия контакта перекачиваемого флюида с внутренней поверхностью линейного трубопровода (рис. 2). На верхней части рисунка 2 представлена модель трубопровода, а на нижней — его сечение по линии разреза А–А.

Стоит отметить, что одним из важнейших параметров транспортируемого флюида,

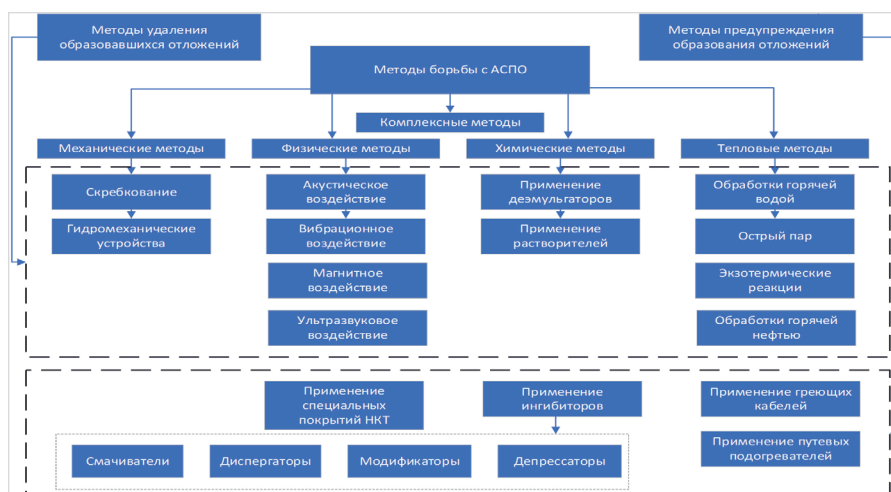


Рис. 1. Общая классификация методов борьбы с органическими отложениями  
Fig. 1. General classification of methods for combating organic deposits

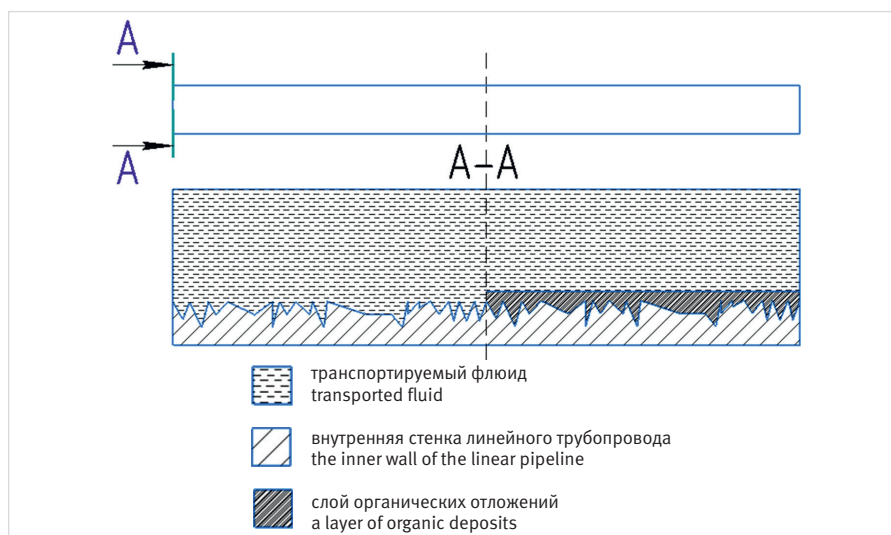


Рис. 2. Применение слоя АСПО в качестве антикоррозионной изоляции нефтепроводов  
Fig. 2. Application of the wax layer as an anticorrosive insulation of oil pipelines

необходимым к изучению при анализе возможности внедрения данной технологии, является теплопроводность органических отложений. Однако нередко в состав органических отложений включаются и иные фазы, такие как попутный нефтяной газ (ПНГ) и пластовая вода [8]. Предметом данной работы является изучение изменения теплопроводности АСПО и кинетики их образования в зависимости от обводненности исследуемой эмульсии.

#### Методика проведения лабораторных исследований

Для определения теплопроводности органических отложений в лабораторных условиях использовалась методика, предложенная в работе [9]. Данная методика основана на применении уравнения Фурье для определения теплопроводности органических отложений, осажденных на цилиндрической

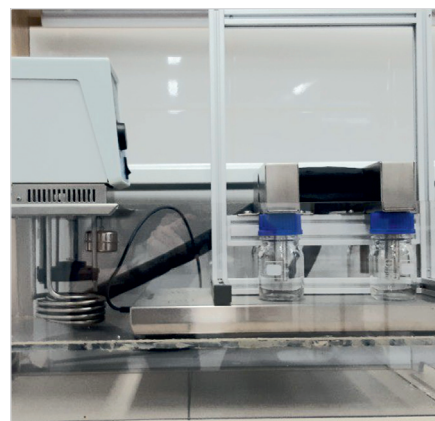


Рис. 3. Лабораторная установка «Холодный стержень» CF-4  
Fig. 3. Laboratory installation "Cold Finger" CF-4

поверхности. Для получения органических отложений использовалась установка «Холодного стержня» (“Cold Finger”), представленная на рисунке 3, и описанная в работе [10] методика достижения наибольшей интенсивности образования АСПО.

При получении органических отложений на рассматриваемой установке определялись величины интенсивности и удельной интенсивности образования данных отложений. Данные величины также важны при рассмотрении возможности внедрения технологии «контролируемого слоя» и определяются по выражениям (1) и (2) соответственно.

$$I = \frac{m_{\text{отл}}}{m_{\text{пробы}}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

$$I_{\text{уд}} = \frac{m_{\text{отл}}}{m_{\text{нефти}}} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где,  $m_{\text{отл}}$  — масса образовавшихся отложений, г;  $m_{\text{нефти}}$  — масса нефти в исследуемой пробе, г;  $m_{\text{пробы}}$  — масса исследуемой пробы, г.

Также рассмотрению подлежала величина плотности органических отложений. Для ее определения была использована

известная величина массы АСПО и величина объема, измеряемая путем оценки объема вытесненной воды из градуированной лабораторной пробирки.

#### Лабораторные исследования

Исследования зависимости изменения теплопроводности АСПО от обводненности анализируемой водонефтяной эмульсии проводились с использованием пробы флюида, отобранной с площадного объекта «N» (табл. 1).

Для характеристики данного флюида были проведены реологические исследования водонефтяных эмульсий. Данные лабораторные исследования выполнялись на балансовых смесях нефтей и вод, для приготовления которых были использованы пластовые нефть и вода с рассматриваемого площадного объекта. Ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1 на котором проводились исследования (рис. 4а). Результаты проведения лабораторных исследований представлены на рисунке 4б.

Анализируя рисунок 4б, можно заключить, что наибольшая вязкость рассматриваемого флюида достигается в точке инверсии при обводненности 60 % и составляет

362 мПа·с. Увеличение вязкости эмульсии объясняется высокой вязкостью дисперсионной среды — нефти, в которой присутствуют диспергированные частицы водной фазы, движение которых крайне затруднено. При увеличении обводненности следует резкое снижение динамической вязкости ввиду инверсии образываемой эмульсии. При формировании прямой эмульсии, обводненность которой превышает точку инверсии, вязкость эмульсии значительно снижается и составляет 2,39 мПа·с при обводненности 80 %. Столь значительное падение вязкости эмульсии объясняется изменением дисперсионной среды с нефти на воду — маловязкую жидкость, ввиду чего возможно относительное движение диспергированных частиц нефти. В данной работе исследования проводились как на прямой эмульсии, так и на обратной.

Для характеристики флюида с площадного объекта «N» на рисунке 5 приведен его фракционный состав.

Анализируя приведенные выше данные, можно отметить высокое содержание тяжелых компонентов С35+. Наибольшее содержание отмечено у группы компонентов С55–С56, составляющее 30,68 % и включающее в себя смолисто-асфальтеновые вещества (САВ).

При проведении лабораторных исследований по определению зависимости между теплопроводностью АСПО и обводненностью водонефтяной эмульсии одновременно использовались 4 стержня на установке «Холодного стержня», что способствует предотвращению искажения получаемых результатов и минимизации получаемых погрешностей (рис. 6).

Анализируя рисунок 6, можно наблюдать значительный рост теплопроводности и плотности АСПО при увеличении обводненности исследуемой эмульсии. При увеличении обводненности с 0 до 80 % рост теплопроводности составляет 33,3 %, а плотности — 75 %. Данные процессы объясняются включением водной фазы в массу органических отложений. Также стоит отметить, что при увеличении обводненности исследуемой эмульсии выше 40 % интенсивность роста плотности рассматриваемых отложений резко снижается. Данный факт можно объяснить наличием максимально возможной концентрации водной фазы в отложениях, позволяющей им быть устойчивыми. В таком случае рост теплопроводности и плотности органических отложений при исследовании эмульсии с обводненностью более 40 % можно объяснить более интенсивным процессом изменения состава АСПО, описанным в работе [11], ввиду наличия меньшего количества нефтяной фазы в исследуемой эмульсии.

В ходе лабораторных исследований были определены величины интенсивности и удельной интенсивности образования АСПО (рис. 7).

Анализируя построенный график, можно заключить, что интенсивность образования органических отложений снижается с ростом обводненности, что является следствием снижения количества нефтяной фазы в рассматриваемой водонефтяной эмульсии. В то же время величина удельной интенсивности образования АСПО растет с ростом обводненности эмульсии. Причем при исследовании прямой эмульсии рост данной величины близок к линейному, а увеличение обводненности выше точки инверсии и, как следствие, образование

Табл. 1. Свойства исследуемого флюида с площадного объекта «N»

Tab. 1. Properties of the studied fluid from the areal object “N”

| Наименование параметра                   | Размерность | Величина |
|------------------------------------------|-------------|----------|
| Плотность нефти в поверхностных условиях | кг/м³       | 826      |
| Содержание парафина                      | %           | 3,51     |
| Содержание асфальтенов                   | %           | 4,41     |
| Содержание смол                          | %           | 19,09    |
| Содержание серы                          | %           | 2,22     |

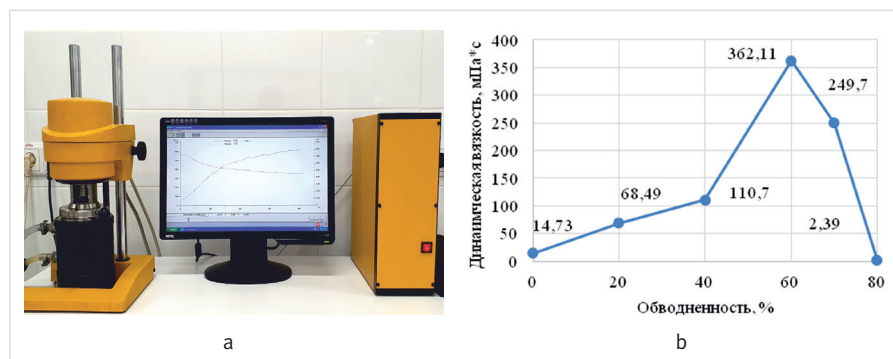


Рис. 4. Лабораторные исследования по определению реологических свойств рассматриваемого флюида: а — Rheotest RN 4.1; б — зависимость динамической вязкости эмульсий от обводненности для рассматриваемого флюида

Fig. 4. Laboratory studies to determine the rheological properties of the fluid under consideration: а — Rheotest RN 4.1; б — the dependence of the dynamic viscosity of emulsions on the water content for the fluid under consideration

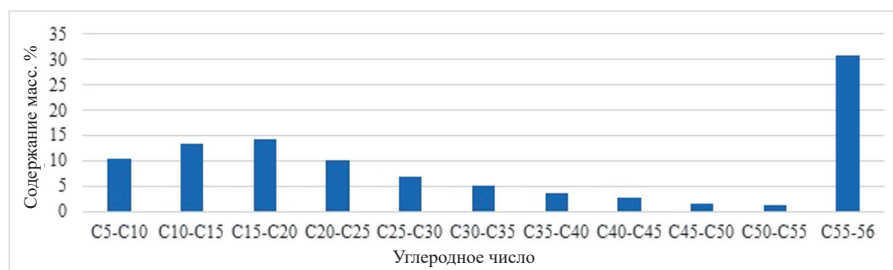


Рис. 5. Компонентный состав рассматриваемого флюида

Fig. 5. The component composition of the fluid under consideration

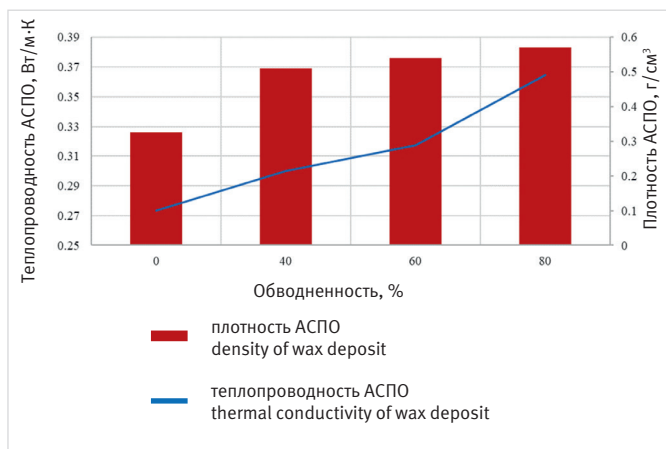


Рис. 6. Результаты проведенных лабораторных исследований  
Fig. 6. The results of the conducted laboratory tests

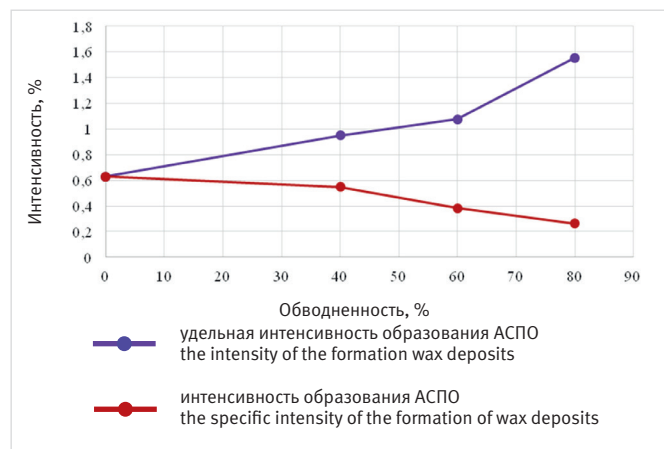


Рис. 7. Результаты определения интенсивности и удельной интенсивности образования органических отложений при изменении обводненности исследуемой эмульсии  
Fig. 7. The results of determining the intensity and specific intensity of the formation of organic deposits with a change in the water content of the studied emulsion

обратной эмульсии приводят к резкому росту данной величины.

### Итоги

Борьба с явлением образования органических отложений является сложной технологической задачей при транспортировке флюида трубопроводным транспортом. Существует множество современных методов удаления или предупреждения образования данных отложений. Одним из таких методов является применение технологии «контролируемый слой». При внедрении данной технологии одним из важнейших свойств АСПО является их теплопроводность. Данная величина зависит от химического состава транспортируемой нефти, наличия включений, содержащихся в органических отложениях, режима течения, обводненности эмульсии и термобарических условий формирования отложений. При работе с установкой «Холодный стержень» исследовалось влияние обводненности на данную величину, поскольку достоверная оценка влияния других параметров на теплопроводность АСПО не представляется возможной. В рамках данной установки нет возможности изменения длины трубопровода, оценки режима течения флюида по кольцевому пространству и формирования неравномерного слоя органических отложений. Влияние температуры формирования органических отложений на их теплопроводность еще предстоит оценить, в рамках данной установки увеличение градиента температуры создаст нефизичные условия образования отложений, а его снижение уменьшит скорость образования отложений до незначительных величин, не имеющих место на целевых объектах. На основании проведенных лабораторных исследований можно отметить, что с ростом обводненности сформированной эмульсии плотность и теплопроводность адгезируемых отложений увеличиваются, что объясняется включением в состав отложений водной фазы. При этом величины интенсивности образования данных отложений также снижаются, а величина удельной интенсивности — возрастает. Это объясняется интенсивным включением в состав отложений водной фазы при снижении доли нефти в составе прямой водонефтяной эмульсии.

### Выводы

На основании результатов лабораторных исследований можно заключить, что теплопроводность органических отложений увеличивается при росте обводненности добываемой эмульсии, ввиду включения в объем отложений водной фазы. Также было отмечено увеличение удельной интенсивности образования органических отложений с ростом обводненности. Приведенные факты позволяют заключить, что при анализе технологической эффективности применения данной технологии необходимым параметром оценки будет являться обводненность транспортируемого по рассматриваемому трубопроводу флюида. Высокая обводненность транспортируемого флюида может повлечь за собой как снижение технологической эффективности рассматриваемой технологии, так и ее полную нецелесообразность, ввиду наличия высокого значения теплопроводности образующихся отложений.

### Литература

1. Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 4. С. 67–72.
2. Хасанов И.И., Шакиров Р.А., Леонтьев А.Ю., Логинова Е.А. Применение асфальтосмолопарафиновых отложений в качестве внутренней тепловой изоляции магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 4. С. 32–39.
3. Gawas K., Krishnamurthy P., Wei F., Acosta E., Jiang Y. Study on inhibition of high – molecular – weight paraffins for south eagle ford condensate. SPE Annual technical conference and exhibition. Houston, TX, USA, 2015, SPE 174817, P. 1289–1299. (In Eng).
4. Ревель-Муроз П.А., Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Совместное использование термических и химических методов воздействия при транспортировке высоковязких и застывающих нефтей // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2017. Т. 2. № 2. С. 49–55.
5. Гильмутдинов Н.Р., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Новые направления использования асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе трубопроводного транспорта нефти // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2015. № 2. С. 8–12.
6. Ревель-Муроз П.А., Гильмутдинов Н.Р., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Использование асфальтосмолопарафиновых отложений в качестве тепловой и антикоррозионной изоляции нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016. № 3. С. 12–16.
7. Хасанов И.И., Шакиров Р.А., Леонтьев А.Ю., Логинова Е.А. Применение асфальтосмолопарафиновых отложений в качестве внутренней тепловой изоляции магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 4. С. 32–39.
8. Прозорова И.В., Серебренникова О.В., Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В., Стахина Л.Д., Николаева Т.Л. Особенности осадкообразования и состава парафиновых углеводородов нефти Верхне-Салатского месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2007. Т. 310. № 2. С. 155–159.
9. Козлов А.В., Вяткин К.А. Оценка теплопроводности АСПО на основе результатов лабораторных исследований // Master's journal: 2020. № 1. С. 69–76.
10. Вяткин К.А., Козлов А.В. Изучение влияющих на интенсивность парафинообразования факторов в лабораторных условиях // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2019. Т. 1. С. 96–98.
11. Fan K., Huang Q., Li S., Zhao D. Wax deposition study in a cold-finger system with model oil. Nusa Dua, Bali, Indonesia, 2015, October 20–22, SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, SPE-176447-MS. (In Eng).

## Results

Combating the phenomenon of the formation of organic deposits is a complex technological task when transporting fluid by pipeline transport. There are many modern methods for removing or preventing the formation of these deposits. One of these methods is the use of the "Controlled Layer" technology. When implementing this technology, one of the most important properties of wax deposits is their thermal conductivity. This value depends on the chemical composition of the transported oil, the presence of inclusions contained in organic deposits, the flow regime, the water content of the emulsion and the thermobaric conditions of the formation of deposits. When working with the "Cold Finger" installation, the influence of water cut on this value was studied, since a reliable assessment of the influence of other parameters on the thermal conductivity of the wax deposits is not possible. Within the framework of this installation, it is not possible to change the length of the pipeline, assess the flow regime of the fluid through the annular space and form an uneven layer of organic deposits. The influence of the temperature of the formation of organic deposits on their thermal conductivity has yet to be evaluated, within the framework of this installation, a change in the temperature gradient will create non-physical conditions for the formation of deposits, and its decrease will reduce the rate of sediment formation to insignificant values that do not occur at the target objects. Based on the conducted

laboratory studies, it can be noted that with an increase in the water content of the formed emulsion, the density and thermal conductivity of the adhesive deposits increase, which is explained by the inclusion of a water phase in the composition of the deposits. At the same time, the intensity of the formation of these deposits also decreases, and the value of the specific intensity increases. This is due to the intensive inclusion of the aqueous phase in the sediments with a decrease in the proportion of oil in the composition of the direct water-oil emulsion.

## Conclusions

Based on the results of laboratory studies, it can be concluded that the thermal conductivity of organic deposits increases with an increase in the water content of the extracted emulsion, due to the inclusion of an aqueous phase in the volume of deposits. There was also an increase in the specific intensity of the formation of organic deposits with an increase in water content. These facts allow us to conclude that when analyzing the technological efficiency of the use of this technology, the necessary parameter for the assessment will be the water content of the fluid transported through the pipeline under consideration. The high-water content of the transported fluid can lead to both a decrease in the technological efficiency of the technology under consideration, and its complete inexpediency, due to the presence of a high value of the thermal conductivity of the formed deposits.

## References

1. Akramov T.F., Yarkееva N.R. Control of deposits of paraffin and asphalt-resin components of oil. Oil and gas business, 2017, Vol. 15, issue 4, P. 67–72. (In Russ).
2. Khasanov I.I., Shakirov R.A., Leontiev A.Yu., Loginova E.A. Application of heavy oil deposits as thermal insulating layer in major pipelines. Transport and storage of oil products and hydrocarbons, 2018, issue 4, P. 32–39. (In Russ).
3. Gawas K., Krishnamurthy P., Wei F., Acosta E., Jiang Y. Study on inhibition of high – molecular – weight paraffins for south eagle ford condensate. SPE Annual technical conference and exhibition. Houston, TX, USA, 2015, SPE 174817, P. 1289–1299. (In Eng).
4. Revel-Muroz P.A., Bakhtizin R.N., Karimov R.M., Mastobaev B.N. Joint use of thermal and chemical methods of influence during transportation of high-viscosity and solidifying oils. SOCAR Proceedings, 2017, Vol. 2, issue 2, P. 49–55. (In Russ).
5. Gilmutdinov N.R., Dmitriev M.E., Mastobaev B.N. New directions of use of asphaltene deposition in pipeline transport of oil. Transportation and storage of petroleum products and hydrocarbons, 2015, issue 2, P. 8–12. (In Russ).
6. Revel-Muroz P.A., Gilmutdinov N.R., Dmitriev M.E., Mastobaev B.N. Using of asphaltene deposits as a heat and corrosion insulation of oil pipelines. Transport and storage of oil products and hydrocarbons, 2016, issue 3, P. 12–16. (In Russ).
7. Khasanov I.I., Shakirov R.A., Leontiev A.Yu., Loginova E.A. Application of heavy oil deposits as thermal insulating layer in major pipelines. Transport and storage of oil products and hydrocarbons, 2018, issue 4, P. 32–39. (In Russ).
8. Prozorova I.V., Serebrennikova O.V., Loskutova Yu.V., Yudina N.V., Stakhina L.D., Nikolaeva T.L. Peculiarities of sludge formation and composition of paraffin carbohydrates in the Upper-Salat deposit. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo Assets engineering, Vol. 310, issue 2, P. 155–159. (In Russ).
9. Kozlov A.V., Vyatkin K.A. Definition of the transcendence of wax based on laboratory studies. Master's journal, 2020, issue 1, P. 69–76. (In Russ).
10. Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Study of factors affecting the intensity of paraffin formation in laboratory conditions. Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits, 2019, Vol. 1, P. 96–98. (In Russ).
11. Fan K., Huang Q., Li S., Zhao D. Wax deposition study in a cold-finger system with model oil. Nusa Dua, Bali, Indonesia, 2015, October 20–22, SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, SPE-176447-MS. (In Eng).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Илюшин Павел Юрьевич**, к.т.н., директор НОЦ ГИРНГМ ПНИПУ, доцент кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

**Вяткин Кирилл Андреевич**, ведущий инженер НОЦ ГИРНГМ ПНИПУ, аспирант кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

Для контактов: [kirill.vyatkin@girngm.ru](mailto:kirill.vyatkin@girngm.ru)

**Козлов Антон Вадимович**, студент кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

**Вотина Алена Олеговна**, студент кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

**Ilyushin Pavel Yuryevich**, ph. d., director of SEC GDOGF PNRPU, associate professor of the department "Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia

**Vyatkin Kirill Andreevich**, senior engineer of SEC GDOGF PNRPU, postgraduate student of the department "Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia  
Corresponding author: [kirill.vyatkin@girngm.ru](mailto:kirill.vyatkin@girngm.ru)

**Kozlov Anton Vadimovich**, student of the department "Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia

**Votina Alena Olegovna**, student of the department "Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia