

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.327-342>

УДК 622.276

Изучение условий образования частиц твердой фазы в тяжелой высоковязкой нефти месторождений Западной Сибири

¹Стецюк И.А., ¹Королев М.И., ²Рощин П.В., ³Стручков И.А.

¹ООО «РН-Пурнефтегаз», Губкинский, Россия

²ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

³ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Study of the organic-scales formation in heavy oil of the Western Siberia field

¹I.A. Stetsyuk, ¹M.I. Korolev, ²P.V. Roschin, ³I.A. Struchkov

¹LLC RN-Purneftegaz, Gubkinsky, Russia

²LLC SamaraNIPIneft, Samara, Russia

³LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

E-mail: korolevhik@yandex.ru

Аннотация. Эффективность эксплуатации скважин, работающих в условиях осложняющего фактора образования асфальтено-смолистых парафиновых отложений углеводородов (АСПО), может быть достигнута только при постоянном мониторинге и контроле за развитием осложнений.

Для формирования подхода при работе с осложнённым фондом были проведены лабораторные эксперименты по определению условий образования частиц твердой фазы в устьевой пробе нефти при давлениях 17 и 34 атм. Исследования проводились методом микроскопии под высоким давлением с программным гранулометрическим анализом.

Анализ данных по результатам экспериментов позволил определить скорость образования частиц твердой фазы. Получена температурная зависимость средней площади частиц при двух давлениях. Показано, что температура образования частиц твердой фазы в нефти увеличивается с ростом давления, а скорость их образования при этом снижается.

Из расчета модели прогнозирования образования АСПО в программном модуле доказано, что риск образования АСПО в НКТ отсутствует вне зависимости от дебита скважин при текущей обводненности в условиях рассматриваемого месторождения.

Ключевые слова: температура насыщения нефти парафином, органические отложения, высоковязкая нефть, визуальный метод исследования, осложненный фонд

Для цитирования: Стецюк И.А., Королев М.И., Рощин П.В., Стручков И.А. Изучение условий образования частиц твердой фазы в тяжелой высоковязкой нефти месторождений Западной Сибири//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.327-342. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.327-342>

Abstract. The efficiency of operation of wells with abnormal operating conditions - the formation of asphalt-resinous paraffin deposits of hydrocarbons (ARPD), can be achieved only with constant monitoring and control of complications development.

To form an approach when working with a complicated fund, laboratory experiments were conducted to determine the conditions for the organic-scales formation in a wellhead oil sample at pressures of 17 and 34 atm. The studies were carried out by high-pressure microscopy with software granulometric analysis.

Analysis of data from the results of experiments made it possible to determine the rate of formation of organic-scales particles. Temperature dependence of average particle area at two pressures is obtained. It is shown that the temperature of formation of organic-scales particles in oil increases with increasing pressure, and the rate of their formation decreases.

Based on the forecast model of ARPD formation in the program module, it is proved that there is no risk of ARPD formation in oil-well tubing regardless of well flow rate at current watering in conditions of the field under consideration.

Key words: paraffin saturation point, organic deposits, heavy oil, visual method of investigation, complicated stock

For citation: I.A. Stetsyuk, M.I. Korolev, P.V. Roschin, I.A. Struchkov Izuchenie uslovij obrazovaniya chastic tverdoj fazy v tjazhelej vysokovjazkoj nefti mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri [Study of the organic-scales formation in heavy oil of the Western Siberia field]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(28), Part 2, 2021. pp. 327-342. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.327-342> (in Russian)

Введение

Осложненные условия добычи: высокая вязкость нефти, большое содержание асфальтенов, смол и парафинов в продукции скважин, уникальные термобарические особенности залегания продуктивного пласта и эксплуатации добывающих скважин – приводят к большим экономическим затратам на предупреждение и борьбу с образованием органических отложений в процессе эксплуатации месторождений высоковязкой нефти. Осложнения при эксплуатации добывающих скважин, связанные с выпадением парафина свойственны многим месторождениям России. Эти явления нарушают работу подземного оборудования и являются актуальной

проблемой в нефтедобывающей промышленности. Как известно, полностью предотвратить образование органических отложений практически невозможно, поэтому решение задачи по замедлению данного процесса позволяет снизить текущие и капитальные затраты в технологии нефтедобычи.

Эффективная эксплуатация скважин и трубопроводов (манифольды, промысловые трубопроводы и т.д.), транспортирующих жидкие и газообразные углеводороды, может быть достигнута только при постоянном мониторинге и контроле за развитием осложнений.

Комплекс лабораторных исследований направлен на помощь добывающим компаниям в предупреждении возможных осложнений в скважинах, а также в процессе восстановительных работ, если данные осложнения не удалось избежать. Максимальное приближение моделируемых скважинных процессов в лабораторных условиях к реальным условиям добычи нефти занимает ведущую позицию в нефтепромысловой практике и является первым этапом на пути к решению поставленной проблемы. В этой связи все большую актуальность приобретают экспериментальные исследования по определению условий образования твердых органических веществ в пластовой или рекомбинированной нефти. Использование отвечающих современным требованиям методов анализа пластовых флюидов, которые стали отраслевыми стандартами, позволяет проводить испытания без нарушения представительности проб нефти.

В основе механизма образования отложений в скважинах лежит процесс зарождения и роста твердой органической фазы на поверхности оборудования или адгезии к поверхности стали твердых органических частиц из объема нефти. Потенциальная склонность к парафинизации оборудования определяется главным образом температурой насыщения нефти парафином ($T_{\text{нас}}$). $T_{\text{нас}}$ определяется как температура, при которой появляется первый кристаллик парафина в нефти, по аналогии с давлением насыще-

ния нефти газом. Для разработки методов предотвращения (замедления) образования органических отложений необходимо знать условия протекания фазовых переходов с целью поддержания в растворенном (диспергированном) состоянии высокомолекулярных компонентов в нефти. На сегодняшний день разработано множество методов определения $T_{\text{нас}}$, которые отличаются принципом работы, условиями применения и чувствительностью измерительных систем, среди которых наибольшее распространение получили следующие: визуальные методы [1, 2], дифференциальная сканирующая калориметрия [3, 4], реологический метод [5], метод фильтрации [6, 7], гравиметрический метод, метод рассеяния света [8], метод акустического резонанса [9], кросс-поляризационная микроскопия [10], объемный метод и др.

По факту чувствительность большинства методов исследования не позволяет зафиксировать появление первых кристаллов парафина. Поэтому отличие результатов, полученных различными методами, обусловлено пределом чувствительности исследовательской аппаратуры, а также различием объемов нефти необходимых для испытания (масштабный фактор). Другой немаловажный фактор представлен тем, что переход парафина в твердую фазу происходит в диапазоне температур, что осложняет процедуру определения температуры насыщения нефти парафином для некоторых методов. Ведь парафин представлен смесью алкановых углеводородов различной молекулярной массы, отдельные компоненты которой переходят в твердое состояние при индивидуальной температуре.

Методика проведения исследований

В данной статье приведены результаты исследований пробы тяжелой высоковязкой нефти Северо-Комсомольского месторождения. Нефть пласта ПК-1 тяжелая (плотность в пластовых условиях равна 915 кг/м^3), высоковязкая ($72 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ в пластовых условиях), малопарафинистая (среднее

значение равно 1,26 % масс.). Физико-химические свойства нефти представлены в табл. 1.

Таблица 1

Условия залегания, свойства пластовой и дегазированной нефти

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
Давление пластовое, МПа	10,60-11,32	12,56
Температура пластовая, °С	31,0-35,0	30,0
Давление насыщения пластовой нефти, МПа	6,04-10,60	12,56
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	887-932	915
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	33,9-112,2	71,6
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	922-690	947
Вязкость дегазированной нефти при 20 °С, мПа·с	141,5-1885,0	841,9
Массовое содержание, %		
- серы	0,44-0,91	0,70
- смол силикагелевых	8,36-28,83	19,52
- асфальтенов	0,61-5,68	1,61
- парафинов	0,37-3,36	1,26

Пласт представлен в основном рыхлыми песками и слабосцементированными песчаниками с многочисленными тонкослоистыми и часто прерывистыми прослоями глинистых пород. Залежь массивного типа с довольно мощной водонасыщенной частью. Пласт характеризуется хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость 0,35 д.ед., проницаемость 0,795 $\mu\text{м}^2$).

Исследования проведены на современном уникальном высокотехнологичном оборудовании по обеспечению потока FLASS (Vinci Technologies). Система позволяет проводить качественный и количественный анализ с полным описанием условий осаждения асфальтенов, парафинов (давление, температура, морфология, визуализация, изменение структуры и т.д.).

Визуализация осаждения парафинов и асфальтенов в нефти осуществляется микроскопом высокого давления (HPM – High Pressure Microscope) при условиях до 100 МПа и 170 °С. Система позволяет идентифици-

ровать твердые частицы и контролировать изменения в размере и морфологии кристаллов парафина и твердых частиц асфальтенов как функцию температуры, давления, времени и влияния обработки различными реагентами (CO_2 , ингибиторы и т.д.). На рис. 1 приведена принципиальная схема лабораторной установки.

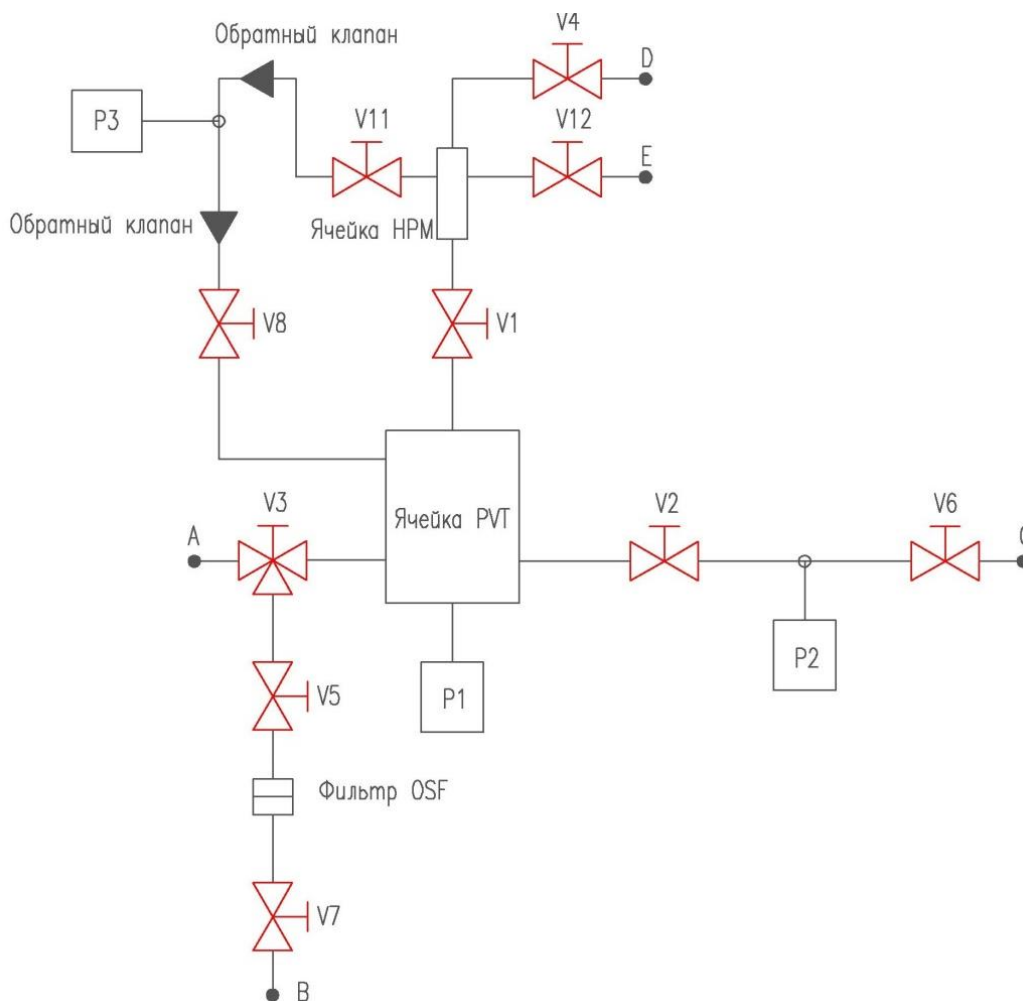


Рис. 1. Принципиальная схема лабораторной установки.

Подготовка образца дегазированной нефти включала в себя разогрев до $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ в специальном загрузочном устройстве, при помощи которого выполняется подача нефти в PVT-ячейку (Pressure-Volume-Temperature) для исследования. Нагрев нефти необходим для полного растворения парафинов. После загрузки PVT-ячейка изолируется при помощи специального клапана высокого давления. Проба нефти термостабилизируется в течение 12 часов в PVT-ячейке.

Ход эксперимента:

- 1) Установление постоянного давления в PVT-ячейке (изобарический процесс). При этом при любых изменениях в системе давление будет неизменным благодаря работе насоса.
- 2) Постепенное снижение температуры путем охлаждения PVT-ячейки при помощи системы контроля температуры. Включается система постоянного перемешивания с определенной скоростью. Осуществляется запись данных эксперимента.
- 3) Анализ полученной информации с целью установления условий кристаллизации парафинов.

Анализ результатов

Для определения условий образования твердой фазы в нефти был применен метод микроскопии под высоким давлением в изобарическом режиме, при котором давление в системе поддерживается постоянным, а температура изменяется в заданном интервале. Исходя из эксплуатационных характеристик одной из скважин, для лабораторного исследования было выбрано 2 точки с давлением 17 и 34 атм, соответственно, для изучения состояния нефти. Первой точке соответствует среднее давление в системе нефтесбора до УПСВ (установка предварительного сброса воды), второй точке – среднее давление на глубине образования АСПО (асфальтосмолопарафиновые отложения) в НКТ (насосно-компрессорные трубы) (200-300 м).

В результате экспериментов были получены диаграммы количества и площади частиц при различных температурах. На рис. 2 представлены диаграммы вида «количество частиц – площадь частиц» при 17 атм.

В ходе эксперимента температура плавно снижалась с 90 °С до 20 °С со скоростью 0,182 °С/мин. На представленных графиках видно, как по мере снижения температуры изменяется количество и площадь частиц, обнаруженных в образце нефти системой НРМ.

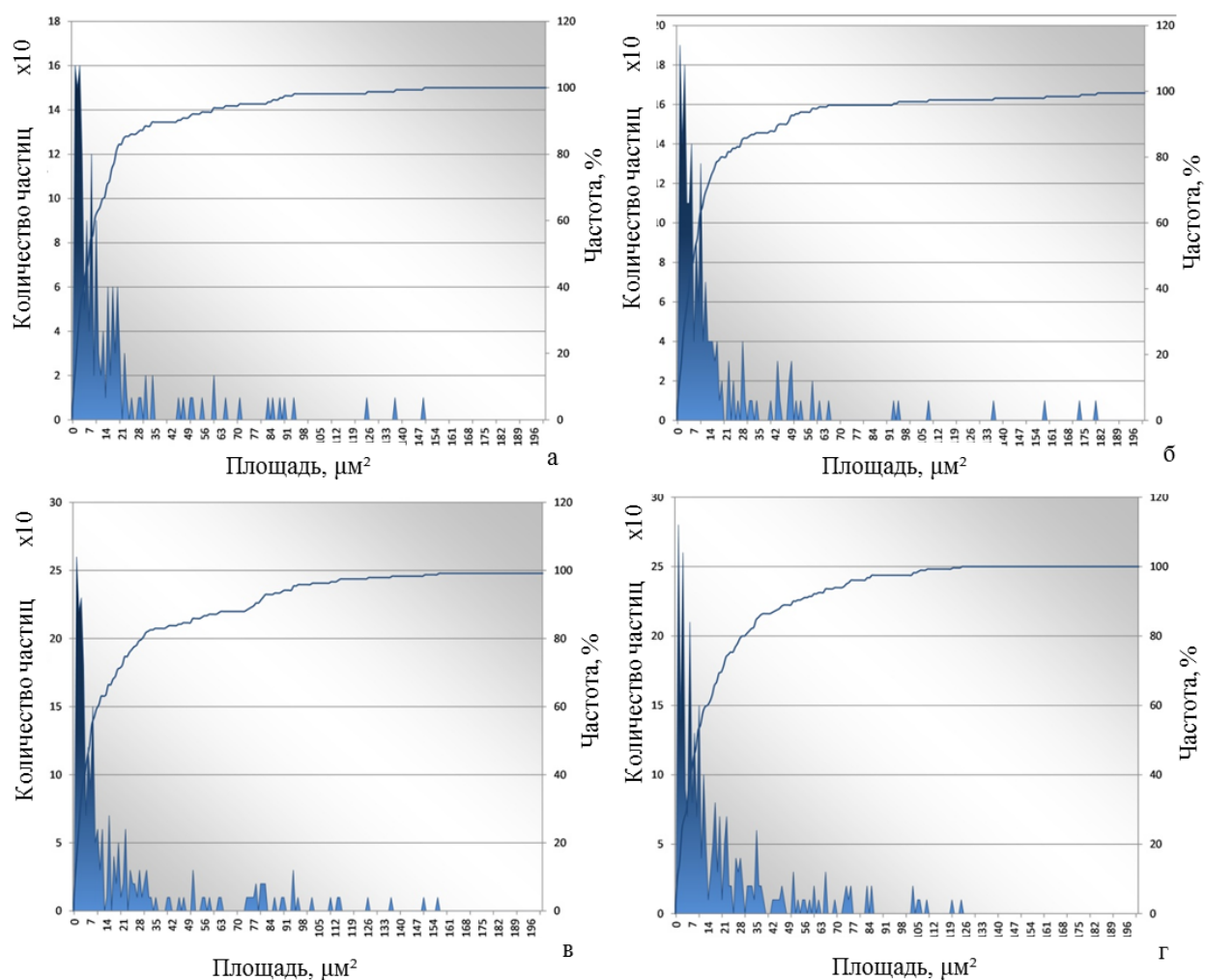


Рис. 2. Диаграммы зависимости количества частиц от их площади при различных температурах при давлении 17 атм (а – 50 °C, б – 40 °C, в – 30 °C, г – 25 °C)

При температуре 40 °C появляется большое количество мелкодисперсных частиц площадью от 1 до 21 μm^2 , относительно крупные частицы 42 – 65 μm^2 и некоторое количество больших частиц размером 135, 155, 173 μm^2 . При 30 °C продолжается увеличение количества крупных частиц в нефти. Это частицы площадью 73 – 115 μm^2 , 112 μm^2 , 157 μm^2 . При 25 °C увеличивается количество мелкодисперсных частиц площадью от 1 до 14 μm^2 и крупных частиц площадью 100 – 125 μm^2 .

Далее были проведены исследования при давлении 34 атм. Температура образца снижалась аналогично предыдущему эксперименту. На рис. 3 представлены диаграммы вида «количество частиц – площадь частиц» для данных условий.

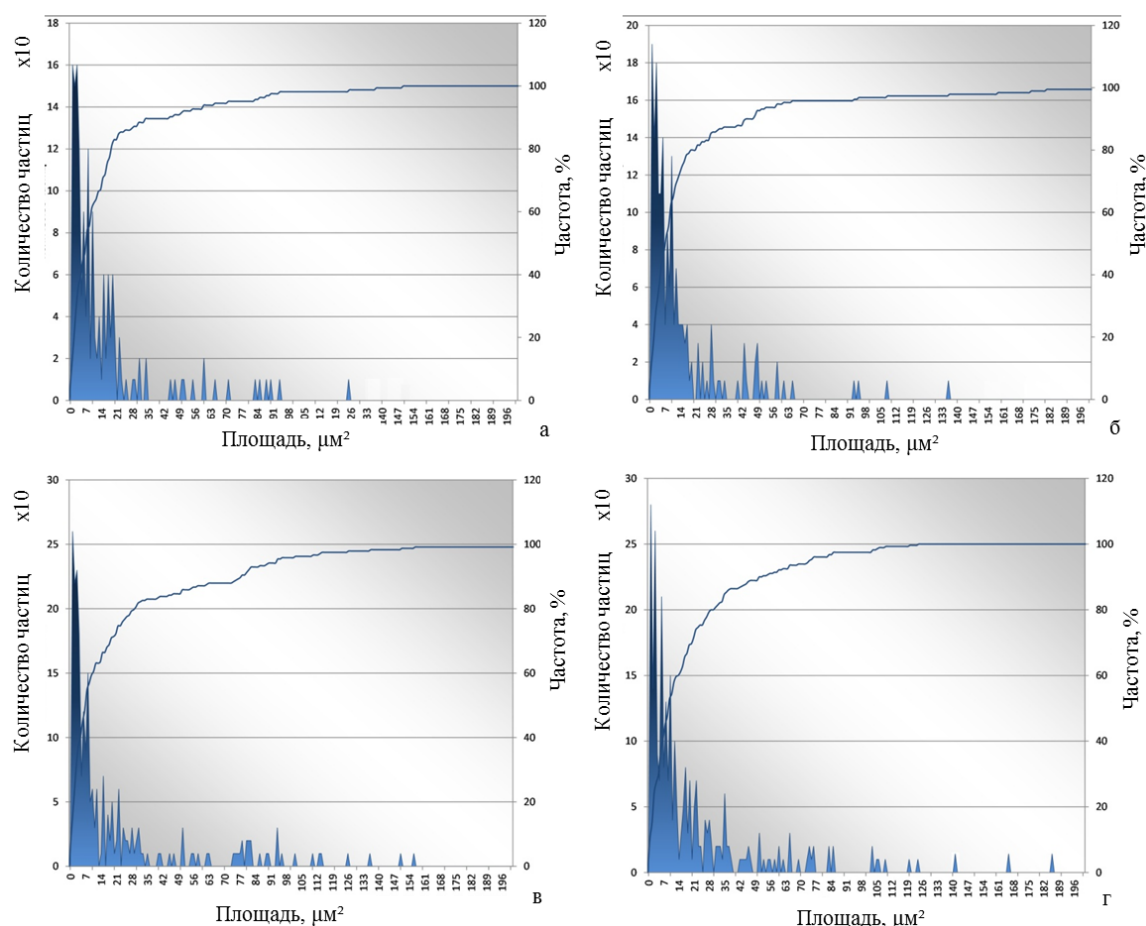


Рис. 3. Диаграммы зависимости количества частиц от их площади при различных температурах при давлении 34 атм (а – 50 °С, б – 40 °С, в – 30 °С, г – 25 °С)

На представленных графиках (Рис. 3) видно, как по мере снижения температуры количество и площадь частиц, обнаруженных в образце нефти системой НРМ, изменяются. Если на графике для нефти при 50 °С (а) распределение частиц представлено с явным акцентом в сторону мелкодисперсных частиц, то при снижении температуры до 25 °С (г) увеличивается количество как мелкодисперсных частиц, так и частиц крупных размеров.

При температуре 30 °С в нефти появляются относительно крупные частицы площадью до 160 μm^2 , также увеличивается количество мелкодисперсных частиц в интервале площади от 0 до 7 μm^2 относительно 50 °С и 40 °С. При дальнейшем снижении температуры с 30 °С до 25 °С происходят изменения в распределении размеров частиц – появляются крупные частицы размером 165, 186 μm^2 .

На рис. 4 приведена зависимость накопленной площади твердой фазы от площади частиц для давлений 17 и 34 атм и температур 25, 30, 40 и 50 °С. Из рисунка видно, что при давлении 17 атм накопленная площадь твердой фазы несколько выше, чем при давлении 34 атм. При температуре 50 °С при обоих экспериментах наблюдаются частицы площадью только до 50 μm^2 , причем при давлении 34 атм их больше. Со снижением температуры количество частиц больших размеров увеличивается в обоих экспериментах. Для температурного диапазона 40-25 °С накопленная площадь твердой фазы при 17 атм выше, чем при 34 атм.

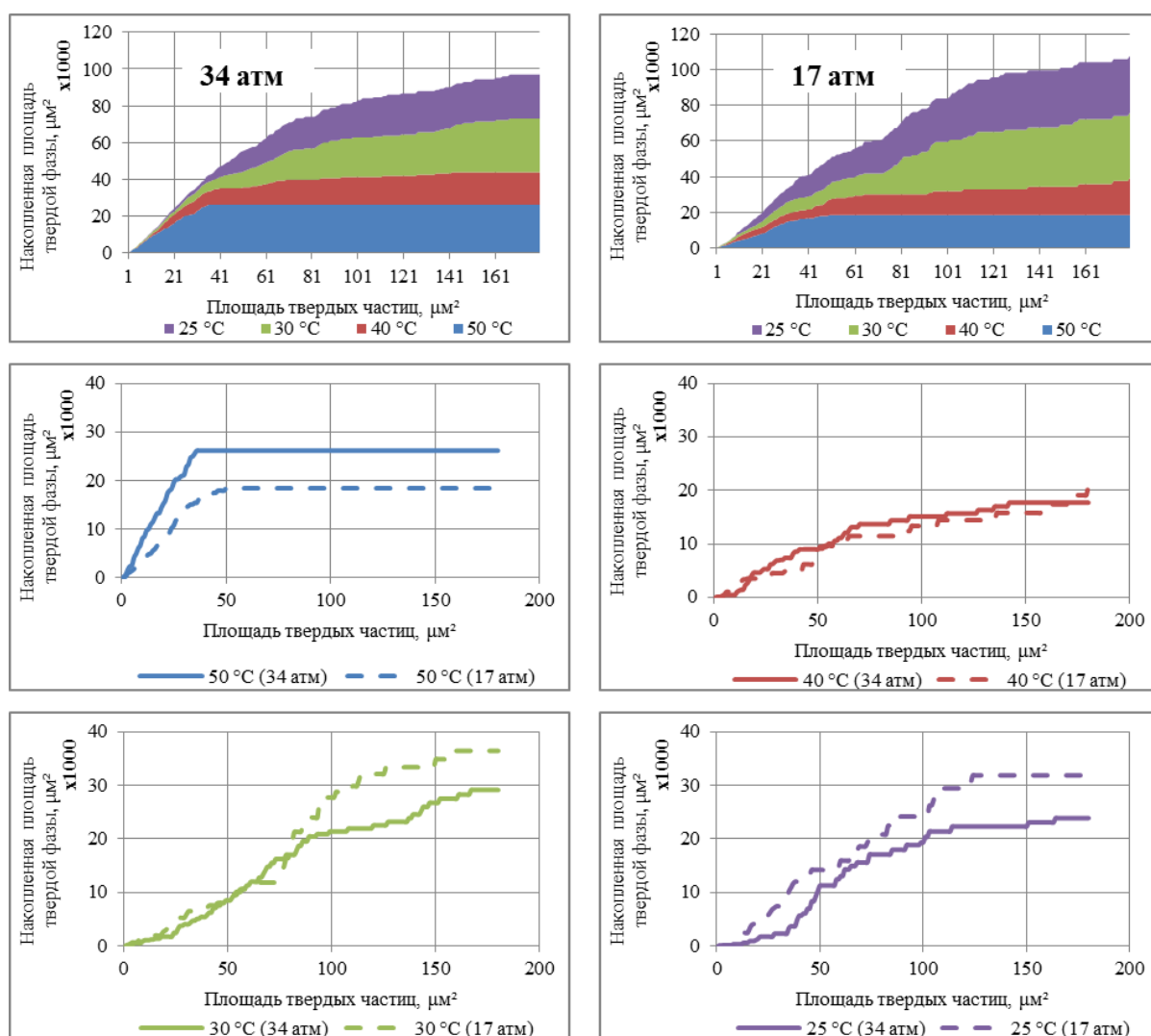


Рис. 4. Зависимость накопленной площади твердой фазы от площади твердых частиц для давлений 17 и 34 атм и температур 25, 30, 40 и 50 °С

Рассмотрим данные визуального наблюдения, полученные при помощи микроскопа НРМ. На рис. 5 представлены микрофотографии образца

нефти для изобары 17 атм при температуре 30 °С (Рис. 5а) и для изобары 34 атм при температуре 50 °С (Рис. 5б).

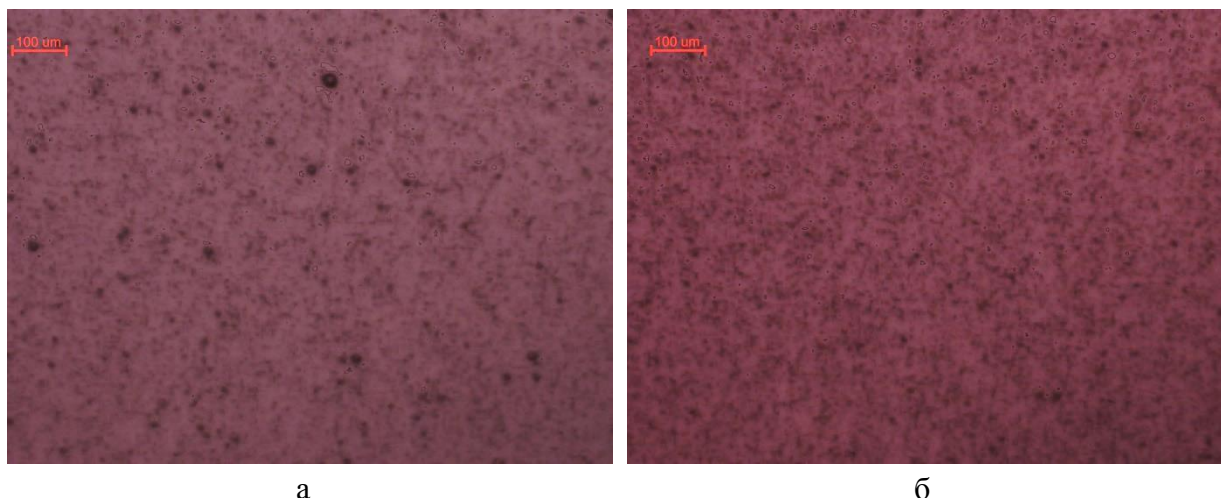


Рис. 5. Микрофотографии нефти при давлении 17 атм и температуре 30 °С (а) и при давлении 34 атм и температуре 50 °С (б).

На рис. 6 приведена средняя скорость роста частиц твердой фазы для интервала температур от 50 до 25 °С и давлений 17 и 34 атм.

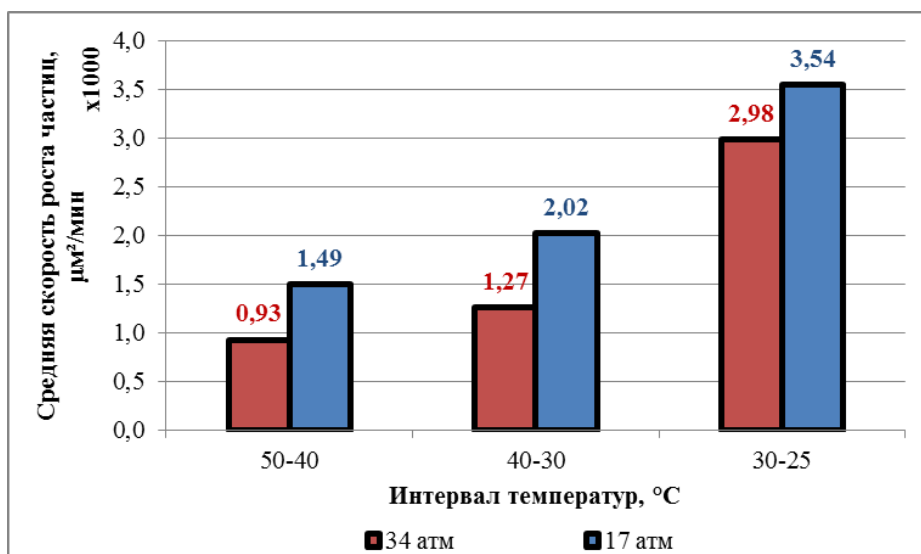


Рис. 6. Средняя скорость роста частиц для интервала температур от 50 до 25 °С и давлений 17 и 34 атм

Из рис. 6 видно, что с ростом давления скорость роста частиц уменьшается для всего температурного диапазона.

Для наглядности демонстрации результатов был построен график в координатной сетке «температура – средняя площадь частиц», на котором представлены зависимости средней площади частиц при изменении темпе-

ратуры для изобар 17 и 34 атм.

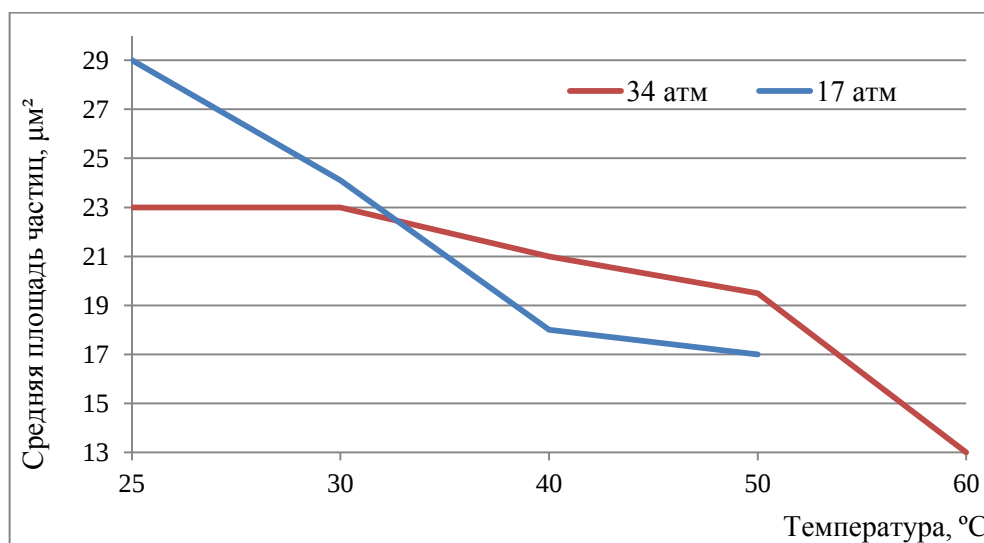


Рис. 7. Зависимость средней площади частиц от температуры для давлений 17 и 34 атм

На данном графике (Рис. 7) хорошо видны различия между изобарическими процессами для нефти пласта ПК-1. Средняя площадь частиц при 25 °С и давлении 17 атм равна 29 $\mu\text{м}^2$, для давления 34 атм – 23 $\mu\text{м}^2$, что говорит о влиянии давления на среднюю площадь частиц твердой фазы. Значение средней площади частиц для изобары 17 атм быстро уменьшается с ростом температуры с 25 до 50 °С (29 $\mu\text{м}^2$ при 25 °С и 17 $\mu\text{м}^2$ при 50 °С). Для изобары 34 атм уменьшение значения средней площади почти не заметно при 25 и 30 °С (находится в районе 23 $\mu\text{м}^2$), далее значение средней площади уменьшается с ростом температуры и достигает 13 $\mu\text{м}^2$ (при 60 °С), что меньше аналогичного значения для давления 17 атм.

Авторами был проведен расчет прогнозирования образования АСПО в модуле ПО (программного обеспечения) RosPump «Осложнения». В расчете учтены как малodeбитные скважины ($Q_{\text{ж}} - 30 \text{ м}^3/\text{сут}$), так и высокодебитные ($Q_{\text{ж}} - 250 \text{ м}^3/\text{сут}$). Результаты расчетов приведены на рис. 8-9.

Согласно проведенным расчетам при эксплуатации пласта ПК-1 риск образования АСПО в НКТ отсутствует вне зависимости от дебита скважин при текущей обводненности.

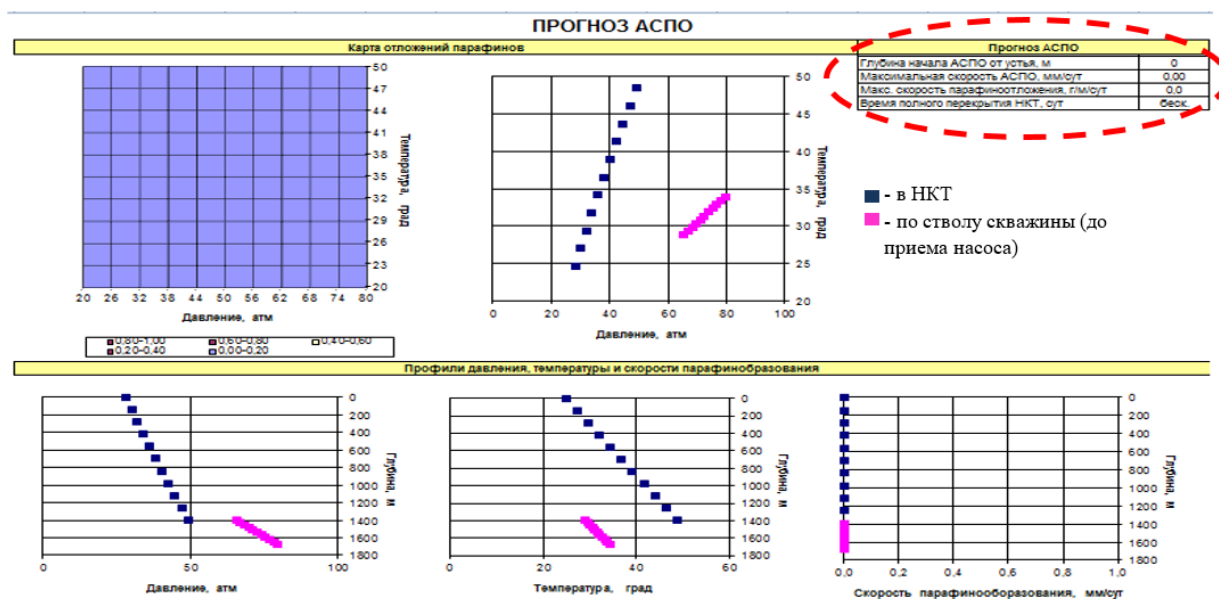


Рис. 8. Прогноз образования АСПО для условий $Q_{жс} = 30 \text{ м}^3/\text{сут}$ и 10 % обв.

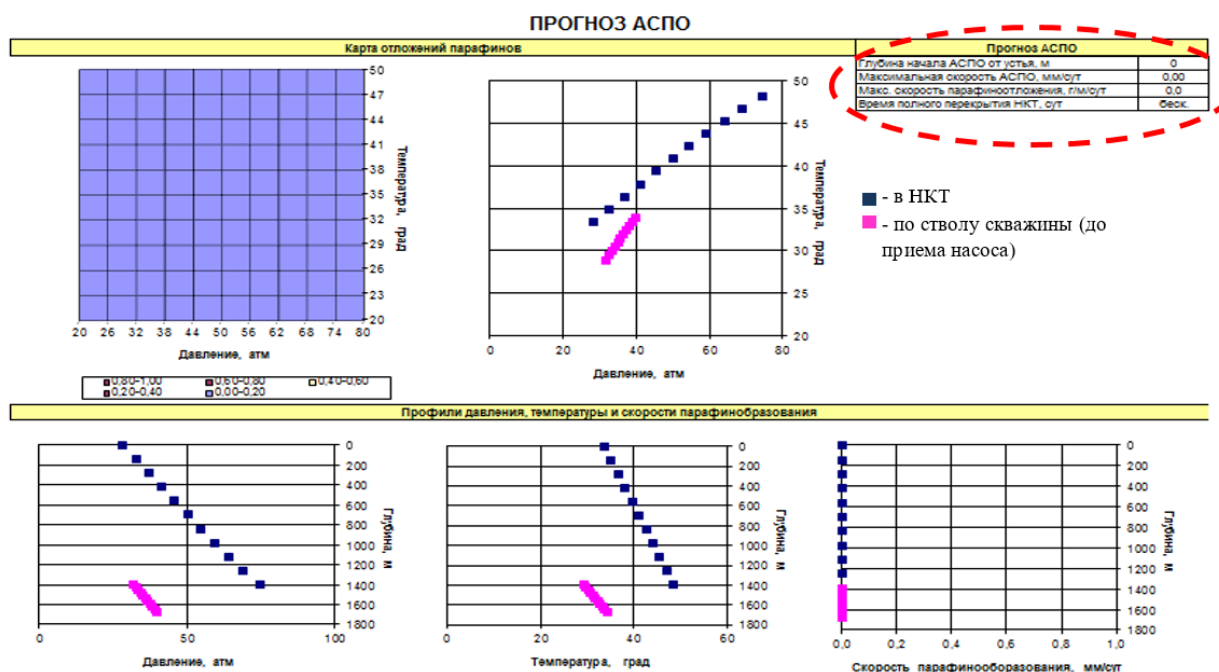


Рис. 9. Прогноз образования АСПО для условий $Q_{жс} = 250 \text{ м}^3/\text{сут}$ и 10 % обв.

Согласно физико-химическим исследованиям нефть пласта ПК-1 Северо-Комсомольского месторождения высоковязкая, малопарафинистая. В связи с высоким содержанием асфальтосмолистых веществ (А+С равно 21,13 % масс.) в нефти при температуре выше $T_{нас}$ образуется коагуляционная структура, которая осложняет эксплуатацию ГНО в скважинах. При дальнейшем снижении температуры парафины выкристаллизовыва-

ются из нефти, и образуется уже сложная структура коагуляционно-кристаллизационного типа, отличающаяся большей прочностью [12].

Заключение

В результате работы установлены закономерности образования частиц твердой фазы в нефти в зависимости от температуры для двух давлений. Полученные закономерности позволяют утверждать, что вероятность образования АСПО в скважинном оборудовании и системе сбора мала в связи с низким содержанием парафина в нефти. Однако рекомендуется поддержание температуры в скважине и системе сбора продукции выше температуры насыщения нефти парафином. При этом необходимо проведение дальнейших исследований в области изучения влияния структурообразования высокомолекулярных компонентов нефти на формирование и стойкость водонефтяных эмульсий.

Список литературы

1. Ijeomah, C. E., Dandekar, A. Y., Chukwu, G. A., Khataniar, S., Patil, S. L., and Baldwin, A. L. (2008). Measurement of Wax Appearance Temperature under Simulated Pipeline (Dynamic) Conditions. *Energy and Fuels*, 22(4), 2437–2442.
2. Karan K. et al. Evaluation of asphaltene instability and a chemical control during production of live oils // *Petroleum science and technology*. – 2003. – Т. 21. – №. 3-4. – pp. 629-645.
3. Sherman, A. M., Geiger, A. C., Smith, C., Taylor, L. S., Hinds, J., Stroud, P. and Simpson, G. J. (2019). Stochastic Differential Scanning Calorimetry by Nonlinear Optical Microscopy. *Analytical Chemistry*.
4. Vicky Kett, Simon Gaisford, Peter Haines (2016). *Principles of Thermal Analysis and Calorimetry*.
5. Kok, M. V., Létoffé, J.-M., Claudy, P., Martin, D., Garcin, M. and Volle, J.-L. (1996). Comparison of wax appearance temperatures of crude oils by differential scanning calorimetry, thermomicroscopy and viscometry.
6. Hu Y. F. et al. Measurement and corresponding states modeling of asphaltene precipitation in Jilin reservoir oils // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2004. – Т. 41. – №. 1. – pp. 169-182.
7. Sandyga, M. S., Struchkov, I. A. and Rogachev, M. K. (2020). Formation damage induced by wax deposition: laboratory investigations and modeling. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(6), 2541-2558.
7. Paso K., Kallevik H. and Sjoblom J. Measurement of wax appearance temperature using near-infrared (NIR) scattering. *Energy & Fuels*, 2009. – 23(10), 4988-4994.
8. Jamaluddin A. K. M. et al. A comparison of various laboratory techniques to measure thermodynamic asphaltene instability // *SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference*. – Society of Petroleum Engineers, 2001. – pp. 260-267.

9. Jiang B., Qiu L., Li X., Yang S., Li K., Chen H. (2014). Measurement of the wax appearance temperature of waxy oil under the reservoir condition with ultrasonic method. *Petroleum Exploration and Development*, 41(4), 509–512.
10. Bacon, M. M., Romero-Zeron, L. B. and Chong, K. (2009). Using Cross-Polarized Microscopy To Optimize Wax-Treatment Methods. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
11. Sharma, B. K. (2001). *Engineering chemistry*(Vol. 5). Meerut: Krishna Prakasan Media (P) Ltd.
12. Struchkov, I.A., Rogachev, M.K. Wax precipitation in multicomponent hydrocarbon system. *J Petrol Explor Prod Technol* 7, 543–553 (2017).

References

1. Ijeomah, C. E., Dandekar, A. Y., Chukwu, G. A., Khataniar, S., Patil, S. L., and Baldwin, A. L. (2008). Measurement of Wax Appearance Temperature under Simulated Pipeline (Dynamic) Conditions. *Energy and Fuels*, 22(4), 2437–2442.
2. Karan K. et al. Evaluation of asphaltene instability and a chemical control during production of live oils // *Petroleum science and technology*. – 2003. – Т. 21. – №. 3-4. – pp. 629-645.
3. Sherman, A. M., Geiger, A. C., Smith, C., Taylor, L. S., Hinds, J., Stroud, P. and Simpson, G. J. (2019). Stochastic Differential Scanning Calorimetry by Nonlinear Optical Microscopy. *Analytical Chemistry*.
4. Vicky Kett, Simon Gaisford, Peter Haines (2016). *Principles of Thermal Analysis and Calorimetry*.
5. Kok, M. V., Létoffé, J.-M., Claudy, P., Martin, D., Garcin, M. and Volle, J.-L. (1996). Comparison of wax appearance temperatures of crude oils by differential scanning calorimetry, thermomicroscopy and viscometry.
6. Hu Y. F. et al. Measurement and corresponding states modeling of asphaltene precipitation in Jilin reservoir oils // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2004. – Т. 41. – №. 1. – pp. 169-182.
7. Sandyga, M. S., Struchkov, I. A. and Rogachev, M. K. (2020). Formation damage induced by wax deposition: laboratory investigations and modeling. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(6), 2541-2558.
7. Paso K., Kallevik H. and Sjoblom J. Measurement of wax appearance temperature using near-infrared (NIR) scattering. *Energy & Fuels*, 2009. – 23(10), 4988-4994.
8. Jamaluddin A. K. M. et al. A comparison of various laboratory techniques to measure thermodynamic asphaltene instability // *SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference*. – Society of Petroleum Engineers, 2001. – pp. 260-267.
9. Jiang B., Qiu L., Li X., Yang S., Li K., Chen H. (2014). Measurement of the wax appearance temperature of waxy oil under the reservoir condition with ultrasonic method. *Petroleum Exploration and Development*, 41(4), 509–512.
10. Bacon, M. M., Romero-Zeron, L. B. and Chong, K. (2009). Using Cross-Polarized Microscopy To Optimize Wax-Treatment Methods. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
11. Sharma, B. K. (2001). *Engineering chemistry*(Vol. 5). Meerut: Krishna Prakasan Media (P) Ltd.
12. Struchkov, I.A., Rogachev, M.K. Wax precipitation in multicomponent hydrocarbon system. *J Petrol Explor Prod Technol* 7, 543–553 (2017).

Сведения об авторах

Стецюк Илья Александрович, главный менеджер отдела по работе с механизированным фондом, ООО «РН-Пурнефтегаз»

Россия, 629830, Ямало-Ненецкий АО, Губкинский, мкр. 10, д. 3

Email: iastetsyuk@png.rosneft.ru

Королев Максим Игоревич, кандидат технических наук, старший технолог укрупненно-го нефтепромысла №4, ООО «РН-Пурнефтегаз»

Россия, 629830, Ямало-Ненецкий АО, Губкинский, мкр. 10, 3

Email: korolevhik@yandex.ru

Роцин Павел Валерьевич, кандидат технических наук, главный эксперт бюро экспертов, ООО «СамараНИПИнефть»

Россия, 450054, Уфа, ул. Проспект Октября, 69/3

Email: roschinpv@samnipi.rosneft.ru

Стручков Иван Александрович, кандидат технических наук, руководитель группы отдела геологии и разработки месторождений совместных предприятий, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

Email: iastruchkov@tnnc.rosneft.ru

Autors

I.A. Stetsyuk, chief manager of oil and gas production department, LLC RN- Purneftegaz

3, mkr. 10, Gubkinsky, Yamalo-Nenets Autonomous District, 629830, Russian Federation

Email: iastetsyuk@png.rosneft.ru

M.I. Korolev, Ph.D., chief field engineer, LLC RN-Purneftegaz

3, mkr. 10, Gubkinsky, Yamalo-Nenets Autonomous District, 629830, Russian Federation

Email: korolevhik@yandex.ru

P.V. Roschin, Ph.D., chief expert of the bureau of experts, SamaraNIPIneft LLC

69/3, Prospekt Oktyabrya st., Ufa, 450054, Russian Federation

Email: roschinpv@samnipi.rosneft.ru

I.A. Struchkov, Ph.D., head of the group of the department of geology and field development of joint ventures, Tyumen Petroleum Research Center

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

Email: iastruchkov@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 09.10.2021

Принята к публикации 09.12.2021

Опубликована 30.12.2021