

УДК 622.279.7

Э.М. Альмухаметова, Н.Х. Габдрахманов (Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация), Ф.Ф. Альмухаметов (НГДУ «Туймазанефть» ООО «Башнефть-Добыча», г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация)

БОРЬБА С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В УСЛОВИЯХ ВАНКОРСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

E.M. Almukhametova, N.Kh. Gabdrakhmanov (Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University FSBEI HPE, Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation), F.F. Almukhametov (NGDU «Tuimazaneft», Bashneft-Dobycha OOO, Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation)

ASPHALTENE- WAX DEPOSITION CONTROL IN VANKOR OIL AND GAS FIELD CONDITIONS

Введение

Ванкорское месторождение является относительно молодым месторождением. Добыча нефти ведется фонтанным и механизированным способами с помощью установок электроцентробежных насосов. Основными видами осложнений при добыче нефти являются образование и скопление асфальтосмолопарафиновых отложений, которые приводят к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода эксплуатации скважин и эффективности работы насосных установок. В статье рассмотрены методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями для применяемых на месторождении способов добычи нефти.

Цели и задачи

Провести сравнительный анализ различных методов удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, образующихся на насосно-компрессорных трубах и погружном оборудовании. Обосновать на основе фактического материала эксплуатации месторождения эффективность применения установок подогрева скважин. Оценить эффективность и рентабельность использования установок подогрева нефти, основной элемент которых нагревательный кабель, обеспечивающий надежность установки в целом и выполняющий функцию распределенного по всей длине скважины нагревательного элемента. За счет выделяемого тепла поддерживается температура по стволу скважины выше температуры кристаллизации парафиногидратов, и тем самым предотвращается выпадение твердых фракций и налипания их на стенках насосно-компрессорных труб скважин.

Результаты

Представленный в работе анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отло-

Background

Vankor Field is relatively young. Oil is produced by flow and mechanized methods using electric centrifugal pumping units. Main complications in oil production are forming and accumulation of asphaltene-wax deposits, which result in lower performance of the system, reduced overhaul period during well operation, and lower efficiency of the pumping units. The paper reviews methods of asphaltene-wax deposition control with account for oil production methods used in the field.

Aims and Objectives

To compare various methods of removing asphaltene-wax deposits from the tubing and submersible equipment. To substantiate the effectiveness of using well heating units. To estimate the effectiveness and profitability of oil heating units with a heat tracer as the main component that ensures the unit's reliability and functions as a heating element distributed along the length of the well. The released heat maintains the temperature in the bore higher than the temperature of paraffinic hydrate crystallization, thereby preventing the deposition of solid fractions and their accumulation on the tubing walls.

Results

The analysis of the methods of asphaltene-wax deposition control in Vankor Field, presented in the paper, demonstrated the effectiveness of using oil heating units.

жениями на Ванкорском месторождении показал эффективность применения установок подогрева нефти.

Ключевые слова: добыча нефти, осложнения при добыче, асфальтосмолопарафиновые отложения

Key words: oil production, complications in production, asphaltene-wax deposits

Ванкорское газонефтяное месторождение открыто в 1988 году, административно расположено на территории Туруханского района, его северная часть частично находится на территории Дудинского района Красноярского края. Владельцем лицензии на право геологического изучения и добычи нефти и газа в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка является ООО «Таймырнефть». В настоящее время деятельность на территории Северо-Ванкорского участка осуществляет ЗАО «Ванкорнефть» на основании агентского соглашения между ним и недропользователем [1, 2, 3].

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин и нефтепромыслового оборудования, являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода (МРП) эксплуатации скважин и эффективности работы насосных установок [4, 5].

Основными методами борьбы с АСПО являются:

- тепловые: горячая нефть или вода в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты, при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции;
- механические: скребки, скребки-центраторы;
- химические: растворители.

Применяемые методы борьбы с АСПО подбираются с учетом индивидуальных геолого-физических особенностей каждого месторождения. Существует два принципиальных подхода [6] к борьбе с этим нежелательным явлением: предотвращение отложений парафина (превентивный подход) и различные методы удаления отлагающегося парафина.

Первый подход предпочтительнее, базируется на создании условий в процессе работы скважины, исключающих формирование отложений парафина или облегчающих их срыв с внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ). Данный подход включает следующие методы: снижение шероховатости внутренней поверхности НКТ путем нанесения на нее стекла, эмали, эпоксидной смолы или специальных лаков; использование специальных химических реагентов - ингибиторов парафиноотложения. Сущность такого метода заключается не только в гидрофилизации внутренней поверхности НКТ, но и в адсорбции реагентов на образовавшихся кристаллах парафина и формировании на них тонкой гидрофильной пленки, препятствующей росту кристаллов парафина, их слипанию с образованием сгустков твердой фазы и после-

дующим их отложением на стенках НКТ. Известен ряд ингибиторов парафиноотложения на базе как водорастворимых, так и нефтерастворимых ПАВ.

Второй подход является широко распространенным и включает в себя несколько методов:

а) механические - использование различных по конструкции и форме скребков: либо спускаемых в подъемник на проволоке с помощью специальных автоматизированных лебедок, устанавливаемых на устье скважины, либо так называемых автоматических летающих скребков. Конструктивно скребок устроен таким образом, что при спуске полукруглые по форме пластинчатые ножи сложены, и скребок свободно спускается в НКТ. При подъеме ножи раскрываются, их диаметр становится равным внутреннему диаметру НКТ, и они срезают отложившийся парафин, который потоком продукции выносится на поверхность;

б) тепловые - прогрев колонны НКТ паром, закачиваемым в скважину с помощью специальной паропередвижной установки. Такой процесс называется пропариванием НКТ. Часто используют и прокачку горячей нефти. В настоящее время эффективно используются и специальные греющие кабели, спускаемые внутрь НКТ;

в) химические - использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину.

Применяемые методы борьбы с АСПО подбираются с учетом индивидуальных геолого-физических особенностей каждого месторождения.

Ванкорское месторождение сложено карбонатными трещиноватыми породами-коллекторами, оно входит в область массивно-островного распространения многолетнемерзлых пород (ММП) и глубокого сезонного промерзания грунтов. Ванкорское месторождение является относительно молодым месторождением. Добыча нефти ведется фонтанным и механизированным способами (УЭЦН). Рассмотрим методы борьбы с АСПО при данных способах добычи нефти [2].

Метод предотвращения парафиноотложения и технология его применения выбираются в зависимости от характеристик нефтяного пласта: эффективной толщины, фильтрационно-емкостных свойств породы-коллектора (проницаемость, пористость), содержания и состава глинистого материала и адсорбционно-десорбционных свойств. Для очистки поверхности труб используют следующие методы: покрытия поверхности труб, использование физических полей, вибрационные, химические [6, 7, 8].

Методы удаления АСПО, образующихся на НКТ и погружном оборудовании, классифицируются на две группы: механические и тепловые.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся АСПО на насосно-компрессорных трубах, для чего разработан ряд скребков различных конструкций.

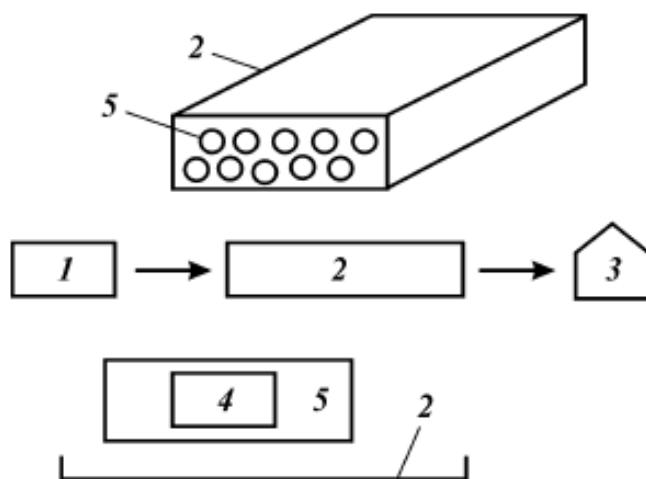
Тепловые методы удаления АСПО состоят из таких операций, как промывка горячей нефтью, электропрогрев путём спуска греющего кабеля. Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях - котельных установках передвижного типа – и подачу ее в скважину способом прямой или обратной промывки.

Для этой цели промышленность выпускает специальные агрегаты - депарафинизационные передвижные установки, оснащенные котлами-подогревателями жидкости до температуры 150 °С, и насосами, развивающими давление до 16 МПа. Нагретый агент может циркулировать в скважине определенное время, обеспечивая расплавление и удаление отложений.

Наиболее предпочтительной считается обратная промывка, исключая образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке. Применение острого пара, вырабатываемого паропередвижными установками (ППУ) типа ППУА-1200/100, при температуре до 310 °С и давлении до 10 МПа для скважинной борьбы с отложениями неэффективно. При подаче пара в скважину происходит интенсивная конденсация пара и на глубине 300...400 м температура пара снижается до температуры скважины. Наиболее целесообразно применять ППУ для очистки манифольдов, арматуры и трубопроводов в зоне расположения скважины.

Поднятые на поверхность НКТ лучше очищать следующим образом - поместить их в кассету и воздействовать на них паром от ППУ по схеме (рисунок 1). При этом одновременно очищаются 10-20 труб. Для усиления эффекта в трубы можно вставить поршни [9].

Одним из методов удаления глубинных парафинообразований служит тепловая депарафинизация скважин, в её основе лежит процесс плавления парафинов. Под плавлением понимают явление перехода твердого кристаллического вещества в жидкую фазу, при этом происходит поглощение тепла. При постоянном давлении процесс плавления вещества происходит при определенной температуре - температуре плавления [10].



1 - паропередвижная установка; 2 - кассета;
3 - емкость для слива отложений; 4 - поршень; 5 - НКТ

Рисунок 1 - Способ очистки труб от парафина

Для расплавления и растворения скважинных парафинов существует агрегат для депарафинизации скважин (АДПМ), смонтированный на шасси УРАЛ-4320 или КамАЗ-43114. Установка АДПМ депарафинизирует скважину горячей нефтью, разогретой до 150 °С, под высоким давлением, расплавляя и растворяя тяжёлые парафины, тем самым подготавливая скважину для дальнейшей эксплуатации.

Преимущества метода - возможен глубокий прогрев скважины по сравнению с другими закачиваемыми агентами (пар, вода), которые по мере углубления теряют свою температуру на прогрев окружающих пород. У нефти же этот процесс проходит медленнее, также положительным моментом данного метода является возможность прогревать скважины с парафиновыми пробками без механических повреждений колонны.

Недостатки метода: высокая энергоёмкость, высокая задействованность технических средств, жесткие характеристики температурного режима (в случае с УЭЦН), простаивание скважины на время обработки.

Возможно также применение установок подогрева нефти (УПН). УПН состоит из нагревательного кабеля, станции управления нагревом (в дальнейшем - станция управления) и высоковольтного трансформатора марки ТМПН (трансформатор не поставляется) или без трансформатора. УПН предназначена для управления нагревом и защиты нагревательного кабеля, расположенного в лифтовых трубах нефтяных и газовых скважин.

Принцип работы УПН заключается в нагреве внутреннего пространства насосно-компрессорных труб и поддержания температуры по стволу НКТ выше температуры образования парафиновых отложений (температуры кристаллизации парафина) с помощью специального изолированного нагревательного кабеля, помещенного внутрь НКТ, длиной равной интервалу максимального парафиноотложения. Технология применения нагревательного кабеля сводится к следующим простым операциям: спуск кабеля в НКТ, подключение к станции управления и подача необходимой электрической мощности для поддержания температуры по стволу скважины выше температуры выпадения парафинов и гидратов.

Нагревательный кабель - основной элемент УПН, обеспечивающий надежность установки в целом и выполняющий функцию распределенного по всей длине скважины нагревательного элемента. Принцип работы всех выпускаемых кабелей основан на резистивном способе нагрева, т.е. выделении тепла электрическими проводниками при протекании по ним электрического тока. За счет выделяемого тепла поддерживается температура по стволу скважины выше температуры кристаллизации парафиногидратов, и, тем самым, предотвращается выпадение твердых фракций и налипание их на стенках НКТ скважин.

Конструкция кабеля предусматривает, прежде всего, его режим работы: высокое давление, радиальный градиент температур, рабочее состояние (вертикально подвешенное положение), наличие агрессивной среды.

Принципиальная схема УПН представлена на рисунке 2.

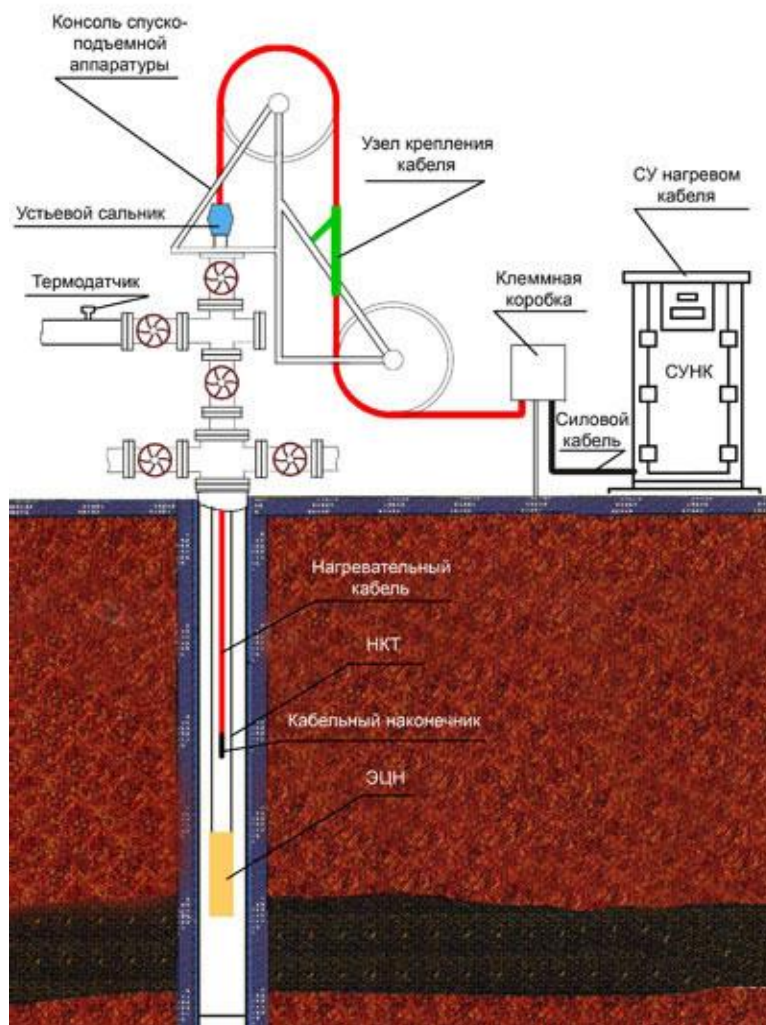


Рисунок 2 - Принципиальная схема устройства подогрева скважин

УПН прошла опытно-промышленные испытания в ряде нефтяных компаний страны (НК «ЛУКОЙЛ», НК «РОСНЕФТЬ», «ТНК-ВР») и, получив должную оценку своей эффективности, успешно применяется подразделениями данных компаний для депарафинизации скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, на фонтанирующих, газлифтных скважинах многих нефтедобывающих компаний. Установка эксплуатируется во всех климатических зонах, от юга до Крайнего Севера, решая задачу долговременной бесперебойной работы скважин, показав свою высокую экономическую эффективность.

На всех скважинах, оборудованных электрокабельными установками УПН, отмечался рост дебита скважин, при этом на скважинах, оборудованных УЭЦН, срок службы погружного оборудования увеличивался за счет безостановочной работы насоса, снижения нагрузки за счет разжижения нефти в лифте скважины.

Кроме того, при эксплуатации УПН (особенно в северных районах) происходит очищение прилегающих трубопроводов, в результате чего одновременно с прекращением дополнительных работ по очистке лифта скважины исключается тепловая обработка выкидных линий и близлежащих (до 500 м) трубопроводов даже при низких (до минус 40 °С) температурах.

Постепенный прогрев околоскважинного пространства, занимающий 30..45 сут (в зависимости от широты), позволяет перевести установку в энергосберегающий режим, при этом увеличивается срок службы самого нагревательного кабеля.

Одним из самых больших преимуществ данного метода предотвращения отложений парафина и образования парафиногидратных пробок является его полная экологическая безопасность. Использование надежных сальниковых устройств позволяет полностью исключить загрязнение окружающей среды на все время работы установки на скважине.

Практическое применение УПН при добыче нефти показало, что срок полной окупаемости установок (для скважин с дебитом 25...35 м³/сут при непрерывной работе кабеля мощностью до 50 кВт) не превышает 60 сут, на более мощных скважинах этот срок сокращается в два раза, что позволяет снизить затраты на добычу нефти и уменьшить себестоимость добываемой нефти.

Выводы

Опыт потребителей подтверждает, что применение технологии электрообогрева нефтяных скважин нагревательными кабелями позволяет:

- а) исключить очистку НКТ механическими скребками;
- б) увеличить межремонтный период работы подземного оборудования скважины;
- в) сократить потери нефти из-за простоев скважины при падении скребков и капитального ремонта скважины;
- г) сократить потери нефти, затраченные на тепловые обработки скважины;
- д) стабилизировать работу ЭЦН;
- е) исключить капитальный ремонт скважины;
- ж) сократить расходы на техническое обслуживание скважин.

Основным преимуществом данной технологии депарафинизации являются разовые затраты на приобретение установки, спуск нагревательного кабеля и запуск системы управления в работу.

Литература

1. Годовой отчет о деятельности ЗАО «Ванкор-нефть» за 2013 год. 2013. 33 с.
2. Проект разработки Ванкорского газонефтяного месторождения. Ванкор, 2013. 142 с.
3. Анализ запасов нефти и газа по ЗАО «Ванкор-нефть» на 01.01.2013. Ванкор, 2013.
4. Альмухаметова Э.М. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебн. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. 116 с.
5. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учебник. М.: Недра, 1986. 331 с.

References

1. *Godovoi otchet o deyatelnosti ZAO «Vankorneft'» za 2013 god* [Annual Report of ZAO «Vankor» Activities in 2013]. 2013. 33 p. (in Russ.).
2. *Proekt razrabotki Vankorskogo gazoneftyanogo mestorozhdeniya* [Project of Vankor Gas-Oil Field Development]. Vankor, 2013. 142 p. (in Russ.).
3. *Analiz zapasov nefiti i gaza po ZAO «Vankorneft'» na 01.01.2013* [Assessment of ZAO «Vankorneft'» Oil and Gas Reserves for 01.01.2013]. Vankor, 2013. (in Russ.).
4. Al'mukhametova E.M. *Ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii: uchebn. posobie* [Operation of Oil and Gas Fields: Manual]. Ufa, Izd-vo UGNTU, 2013.

6. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана: учебн. пособие. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. 424 с.

7. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник. М.: Недра, 1990. 427 с.

8. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебн. пособие для вузов. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.

9. Разницын В.В. Методы борьбы с парафином на месторождении Узень // Нефтепромысловое дело. 1987. № 10.

10. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождения: учебник. М.: Недра, 1978. 201 с.

116 p. (in Russ.).

5. Zheltov Yu.P. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdenii: uchebnik* [Development of Oil Fields: Manual]. Moscow, Nedra, 1986. 331 p. (in Russ.).

6. Baimukhametov K.S., Viktorov P.F., Gainullin K.Kh., Syrtlanov A.Sh. *Geologicheskoe stroenie i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii Bashkortostana: uchebn. posobie* [Geological Structure and Development of Oil and Gas Fields of Bashkortostan: Manual]. Ufa, RITs ANK «Bashneft», 1997. 424 p. (in Russ.).

7. Boiko V.S. *Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdenii: uchebnik* [Development and Operation of Oil Fields: Manual]. Moscow, Nedra, 1990. 427 p. (in Russ.).

8. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefti: uchebn. posobie dlya vuzov* [Oil Production: Manual for Universities]. Moscow, Izd-vo «Nef' i gaz» RGU nef'ti i gaza im. I.M. Gubkina, 2003. 816 p. (in Russ.).

9. Raznitsin V.V. *Metody bor'by s parafinom na mestorozhdenii Uzen'* [Methods of Wax Control in Uzen Field]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 1987, No. 10. (in Russ.).

10. Gallyamov M.N., Rakhimkulov R.Sh. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii neftyanykh skvazhin na pozdnei stadii razrabotki mestorozhdeniya: uchebnik* [Improving the Efficiency of Oil Well Operation at the Late Stage of Field Development: Manual]. Moscow, Nedra, 1978. 201 p. (in Russ.).

Авторы

• Альмухаметова Эльвира Маратовна, канд. техн. наук

Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьский
Доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а
тел. (34767) 6-60-30
e-mail: elikaza@mail.ru

• Габдрахманов Нурфаяз Хабибрахманович, д-р техн. наук

Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьский
Профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а
тел. (34767) 6-60-30
e-mail: elikaza@mail.ru

• Альмухаметов Фануз Фанурович
НГДУ «Туймазанефть» ООО «Башнефть-Добыча»

Ведущий геолог
Российская Федерация, 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, 13
тел. (34767) 9-33-20
e-mail: elikaza@mail.ru

The Authors

• Almukhametova Elvira M., Candidate of Technical Sciences

Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University FSBEI HPE
Assistant Professor of Exploration and Exploitation of Oil and Gas Fields Chair
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
tel: (34767) 6-60-30
e-mail: elikaza@mail.ru

• Gabdrakhmanov Nurfayaz Kh., Doctor of Technical Sciences

Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University FSBEI HPE
Professor of Exploration and Exploitation of Oil and Gas Fields Chair
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
tel: (34767) 6-60-30
e-mail: elikaza@mail.ru

• Almukhametov Fanuz F.
NGDU «Tuimazaneft», Bashneft-Dobycha OOO
Chief Geologist

13, Severnaya str., Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
tel: (34767) 9-33-20
e-mail: elikaza@mail.ru