

УДК 550.8.055

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2024-63-5-157-163

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ ЯРАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (D₃JAR) ЛЫЖСКО-КЫРТАЕЛЬСКОГО ВАЛА

Петр Егорович Гусаревич¹✉, Сергей Васильевич Томасенко²,
Руслан Айратович Хамидуллин

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; gusarevichpe@my.msu.ru ✉, <https://orcid.org/0009-0003-3036-9511>

² Апрелевское отделение Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института, Апрелевка, Россия; tomasenkoserqe@mail.ru, <https://istina.msu.ru/workers/244806556/all/>

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; ruslan_msu@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1072-477X>

Аннотация. Авторами показаны результаты исследований взаимодействия технологических жидкостей с породами яранского горизонта (D₃jar), вскрытых в пределах Лыжско-Кыртаельского вала Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Состав породы-коллектора изучаемых отложений представлен олигомиктовыми полевошпат-кварцевыми песчаниками с карбонатно-глинистым и глинисто-карбонатным цементом. Исследование посвящено оценке влияния жидкости глушения на фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора с помощью методов измерения открытой пористости и абсолютной газопрооницаемости на установке «Coretest System» AP-608, методом жидкостинасыщения по Преображенскому, фильтрационным моделированием на установке «ПУМА-650».

Ключевые слова: Тимано-Печорский НГБ, Печоро-Колвинская НГО, яранский горизонт (D₃jar), фильтрационное моделирование, технологические жидкости, глушение скважин

Для цитирования: Гусаревич П.Е., Томасенко С.В., Хамидуллин Р.А. Влияние технологических жидкостей на продуктивность яранских отложений (D₃jar) Лыжско-Кыртаельского вала // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2024. № 5. С. 157–163.

THE INFLUENCE OF TECHNOLOGICAL FLUIDS ON PRODUCTIVITY JARAN DEPOSITS (D₃JAR) OF THE LYZHSCO-KYRTAELSKY SHAFT

Petr E. Gusarevich¹✉, Sergey V. Tomasenko², Ruslan A. Hamidullin³

¹ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; petr.gusarevich@mail.ru ✉

² Aprelevka Branch of All-Russian Research Geological Oil Institute, Aprelevka, Russia; tomasenkoserqe@mail.ru

³ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; Ruslan_msu@mail.ru

Abstract. The authors' results show studies of the interaction of process fluids with rocks of the jaran horizon (D₃jar), drilled within the Lyzhsko-Kyrtaelsky uplift, Timan-Pechora petroleum basin. The composition of the reservoir rocks of the studied deposits is represented by oligomictic feldspathic-quartz sandstones with carbonate-clayey and clayey-carbonate cement. The study is devoted to assessing the influence of the killing fluid on the reservoir properties of the reservoir rock using methods for measuring open porosity and absolute gas permeability using the «Coretest System» AP-608, the liquid saturation method according to Preobrazhensky, and filtration modeling using the installation «PUMA-650».

Keywords: Timan-Pechora basin, Pechora-Kolva petroleum region, jaran horizon, filtration modeling, process fluid, well killing

For citation: Gusarevich P.E., Tomasenko S.V., Hamidullin R.A. The influence of technological fluids on productivity jaran deposits (D₃jar) of the Lyzhsko-Kyrtaelsky uplift. *Moscow University Geol. Bull.* 2024; 5: 157–163. (In Russ.).

Введение. На действующих нефтегазовых месторождениях при эксплуатации скважинным способом возникает необходимость проведения подземных ремонтов, для проведения которых, во избежание газонефтеводопроявлений (ГНВП), требуется производить глушение скважин. Глушение подразумевает под собой закачку жидкости в пласт, подбираемую исходя из режима работы скважины и пластовых характеристик.

В большинстве случаев применяются традиционные жидкости (водно-солевые растворы), использование которых на месторождениях поздней стадии разработки со сниженным от начальных значений пластовым давлением, может привести к их поглощению в продуктивный пласт, что приводит к увеличению объема жидкости глушения и росту стоимости этих работ. Кроме того, даже незначительное поглощение жидкости коллектором

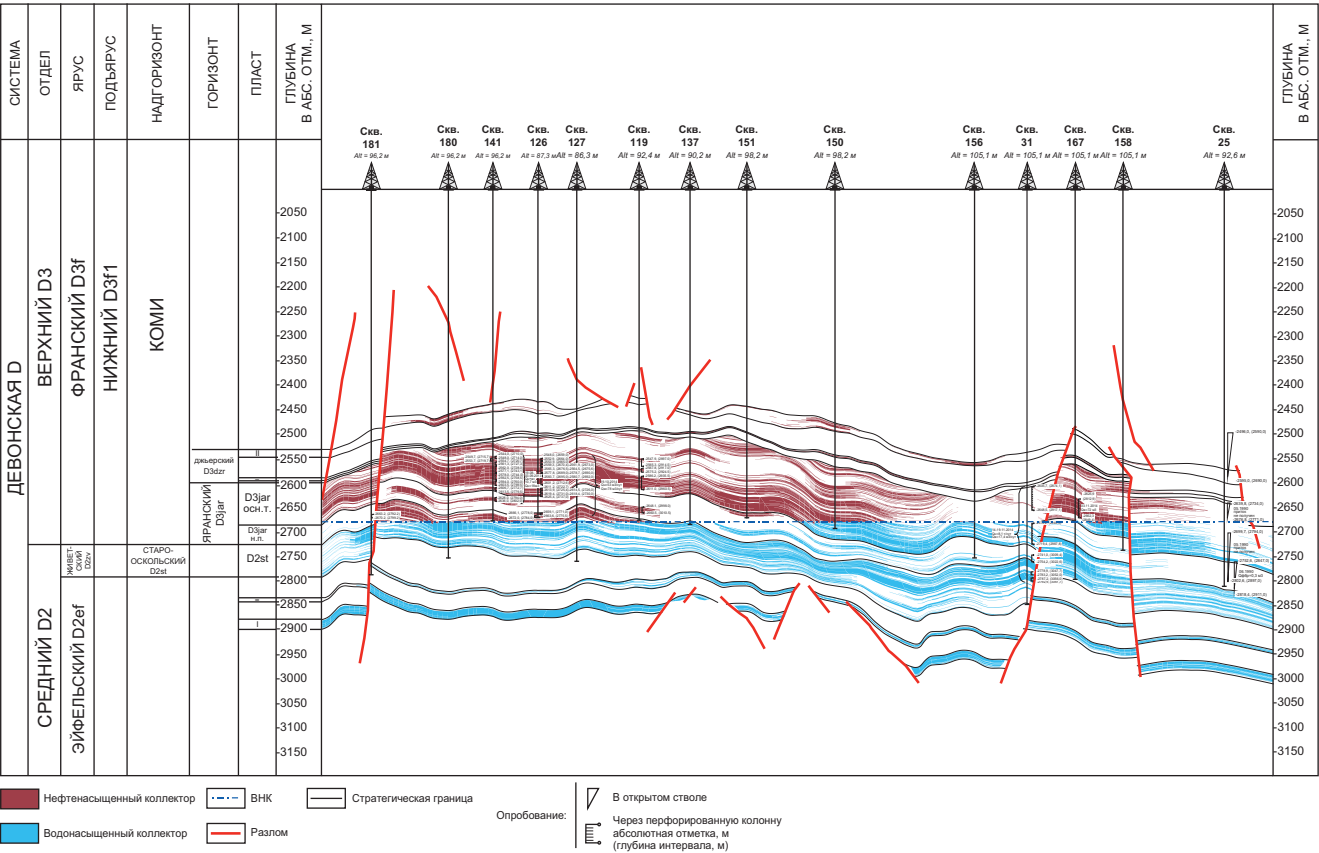


Рис. 1. Геологический профиль месторождения по линии III–III'

приводит к ухудшению фильтрационных характеристик пласта, осложняет и требует дополнительных затрат на освоение скважин после ремонта.

Объект исследований. Месторождение в административном плане расположено в Печорском районе республики Коми и приурочено к Печоро-Колвинскому мегавалу — Лыжско-Кыртаельскому валу Печорогородского нефтегазоносного района (НГР) [Габриэлянц, 2000].

Месторождение открыто в 1987 г. разведочной скважиной А, при испытаниях был получен приток флюида из отложений старооскольского возраста (D_{2st}) в интервале 2590–2628 м и яранского горизонта (D_{3jar}) 2486–2543 м.

Объект исследований характеризуется сложным геологическим строением с несколькими этажами нефтегазоносности, пластово-сводовыми, литологически ограниченными, тектонически нарушенными и экранированными типами залежей в терригенных коллекторах, сложенных преимущественно среднезернистыми песчаниками с поровым типом пустотного пространства (рис. 1) [Алексеев, 2020].

Актуальность. Активная разработка месторождения, с последующим вводом в эксплуатацию началась в 2001 г. На текущий момент более половины добывающего и нагнетательного фонда скважин опробованы на целевой горизонт.

В течение эксплуатации месторождения недропользователь ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» неоднократно сталкивался с проблемой снижения продуктивности

высокодебитных скважин, работающих на яранский горизонт (D_{3jar}), после глушения и производимых технологических операций. Всего зафиксировано 5 подобных случаев в скважинах, расположенных в северной части месторождения. Последней была скважина Х, на которой в мае 2021 г. при смене электроцентробежного насоса (ЭЦН) в скважине получили аварию, в результате которой в скважину закачали 410 м³ воды (рис. 2).

Мероприятия, проводившиеся с целью возврата потерь по скважине, не показали должной эффективности.

Материал и методы исследования. Объектом исследования послужили образцы кернового материала из скважины № Z, пробуренной на территории месторождения в интервале глубин 2762,6–2763,1 м и 2764,1–2764,5 м. С целью определения петрофизических и литологических характеристик пород проведено измерение открытой пористости и абсолютной газопроницаемости на установке «Coretest System» AP-608 [Иванов и др., 2008] и измерение открытой пористости по жидкости методом Преображенского [ГОСТ 26450.1-85], выполнен рентгеноструктурный анализ (РСА) [Кузнецова, 2005], изучение пород в шлифах, шестикомпонентный анализ пластовой воды, изучена геологическая информация о районе работ и проведено фильтрационное моделирование.

Методика исследования. Для оценки влияния технологических жидкостей на фильтрационно-ем-

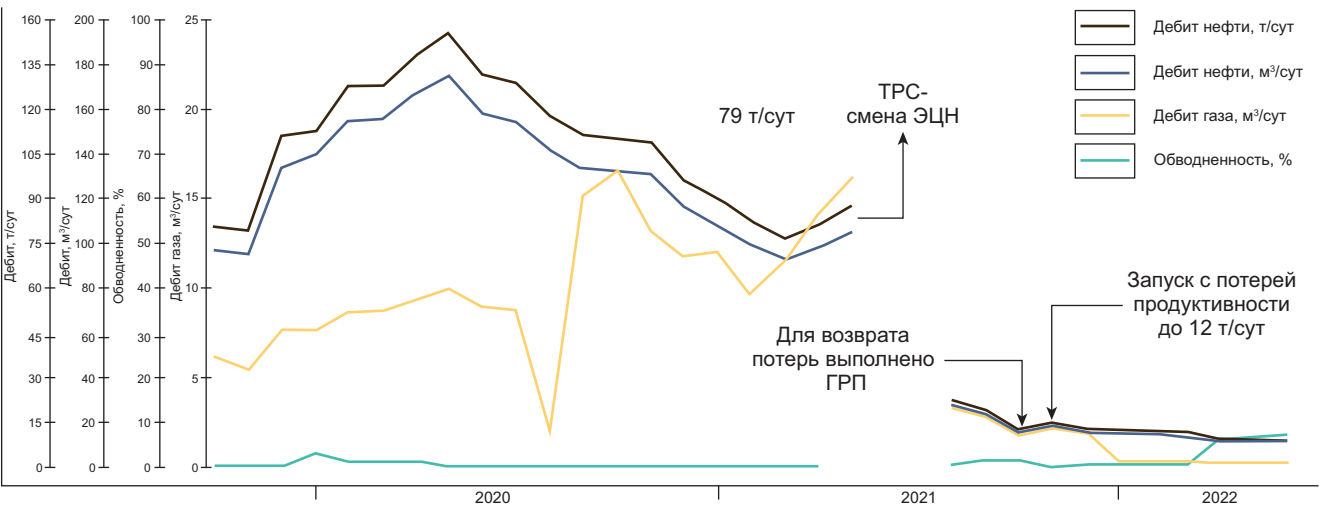


Рис. 2. История режима работы скважины X

костные свойства породы-коллектора первоначально выбуривались цилиндрические образцы стандартного размера 3 см в диаметре и массой от 50 до 52 гр. Пустотное пространство трех образцов было очищено методом горячей экстракции хлороформом в аппарате Сокслета с дальнейшей сушкой в печи при постоянной температуре 105 °С на протяжении двух суток. Для измерения открытой пористости и абсолютной газопроницаемости использовалась установка «Coretest System» AP-608 [Иванов и др., 2008]. Для двух других образцов была замерена открытая пористость методом жидкостинасыщения по Преображенскому без предварительной экстракции [ГОСТ 26450.1-85].

С целью определения минерального состава породы-коллектора, на предварительно проэкстрагированных, а затем растертых механической ступкой образцах (размер частиц менее 45 мкм), при помощи дифрактометра «Rigaku Miniflex» выполнен рентгеноструктурный анализ [Кузнецова, 2005]. На основании интерпретации дифрактограмм определен валовый компонентный состав образцов (табл. 1).

Для всестороннего понимания поставленной проблемы отдельно был проведен шестикомпонентный анализ пластовой воды [Киреева и др., 2015] с целью определения количества анионов и катионов в пластовой воде и последующим созданием модели пластовой воды [Киреева, 2016] для проведения фильтрационного моделирования.

Оценка возможного влияния технологической жидкости на добываемый флюид производилась в лабораторных условиях, путем смешения технологической жидкости и добываемого флюида в различных пропорциях.

Фильтрационное моделирование проводилось на установке, моделирующей пластовые условия «ПУМА-650» (рис. 6), с заданными термобарическими параметрами, взятыми из дополнения к технологическому проекту разработки месторождения [Алексеев, 2020] и заранее подготовленной моделью

пластовой воды, путем смешивания соединений солей различных концентраций (табл. 4).

Результаты исследований и их обсуждение. Комплекс проведенных лабораторных исследований позволил сделать выводы о преобразованиях породы-коллектора яранского возраста (D3jar).

На основании результатов рентгеноструктурного анализа (РСА) (табл. 1), порода-коллектор имеет полевошпат-кварцевый состав с примесью каолинита и кальцита [Шванов, 1987]. При рассмотрении каменного материала в шлифах наблюдается пелитизация (гидрослюдизация?) по калиевым полевым шпатам (КПШ) (рис. 4, обозначены фиолетовым цветом) и кальцитизация (рис. 3 и 4, обозначены синим цветом), тяготеющая к областям их ожелезнения.

Исследования, направленные на изучение фильтрационно-емкостного пространства, проводились

Таблица 1
Результаты определения минерального состава по результатам РСА, %

№ обр	Плагиоклаз	Каолинит	Кварц	КПШ	Сидерит	Кальцит	Сумма
30.1	4	3,5	82,8	4,7	<0,1	3	100
30.2	4,5	5	80	6	<0,1	2	100
30.3	2	3	76,1	9,9	<0,1	5	100

Таблица 2
Результаты измерений ФЕС образцов

№ образца	Длина, см	Диаметр, см	Кп, %			Кпр, мД	Примечание
			по газу	по воде	по керосину		
30.1	3,04	2,97	11,4			18,4	после экстракции
30.2	3,053	2,99	11,9			19,7	после экстракции
30.3	3,056	2,98	12,8			22,6	после экстракции
30.4	3,057	2,97	3,9	6,3	4,5	2,5	до экстракции
30.5	3,043	2,98	8,3	13,6	9,8	5,6	до экстракции

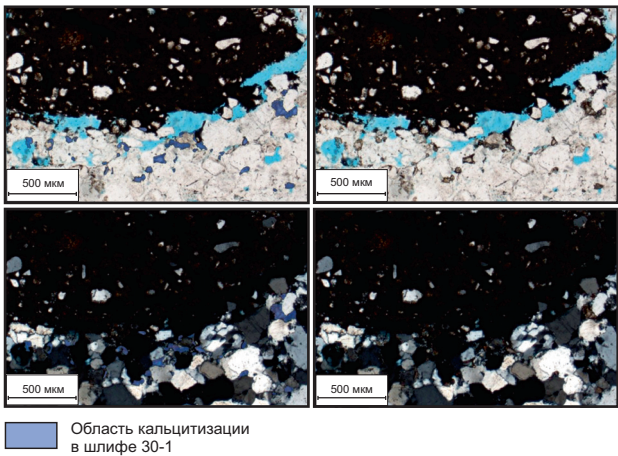


Рис. 3. Фото ядерного материала в шлифе 30-1 с выделенными областями кальцитизации (синим), в параллельных (сверху) и скрещенных николях (снизу)

в два этапа. На первом этапе производились замеры открытой пористости и абсолютной газопроницаемости экстрагированных образцов (табл. 2, образцы № 30.1-30.3) на установке «Coretest System» AP-608 [Кобранова, 1986]. Значения пористости варьируются в интервале 10–12%, проницаемости в диапазоне 19–22 мД. На втором этапе производились замеры открытой пористости неэкстрагированных образцов методом Преображенского по воде, керосину [ГОСТ 26450.1-85] и по газу на установке «Coretest System» AP-608 [ГОСТ 26450.2-85]. Полученные значения открытой пористости по газу варьируются в диапазоне 4–8%, по воде 7–13% и по керосину 4,5–10%. Проведенный шестикомпонентный анализ пластовой воды позволил установить, что вода по соотношению анионов и катионов относится к хлор-

Таблица 3

Результаты шестикомпонентного анализа пластовой вод			
	М	мг/л	ммоль/л
НCO ₃ ⁻	61	43	0,7
SO ₄ ²⁻	96	606	6,3
Cl ⁻	35,5	121845	3432,3
Mg ²⁺	24,3	7053	290,2
Ca ²⁺	40,1	18838	470
Na ⁺	23	45831,6	1992,7
K ⁺	39	492,4	12,6

Таблица 4

Соединения солей для создания модели пластовой воды		
	М	мг/л
NaHCO ₃	84	59,21311
K ₂ SO ₄	174	1098,375
MgCl ₂	95,3	27660,53
CaCl ₂	111,08	52208,71
NaCl	58,5	116571,7

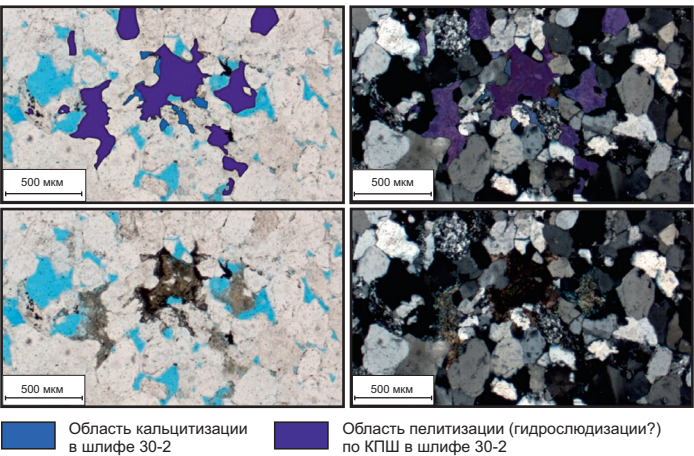


Рис. 4. Фото ядерного материала в шлифе 30-2 с выделенными областями кальцитизации (синим) и пелитизации (гидрослюдизации?) (фиолетовым), в параллельных (сверху) и скрещенных николях (снизу)

натриевого типу (табл. 3). В дальнейшем, данные результаты использовались для создания модели пластовой воды (табл. 4).

Данные по термобарическим условиям изучаемого месторождения [Алексеев, 2020] в совокупности с созданной моделью пластовой воды, позволили провести фильтрационное моделирование на установке «ПУМА-650» [Иванов и др., 2008] (рис. 6).

Гипотеза 1. Снижение продуктивности по причине снижения пластового давления $P_{пл}$.

На этапе сбора геологической информации об объекте исследований был проведен анализ состояния пластовой энергетики яранского горизонта (Dzjar) исследуемого месторождения. Отмечено, что с начала момента разработки пластовое давление ($P_{пл}$) в северной части месторождения снизилось более чем в два раза от первоначальных значений (с 301 до 130 кг/см²) (рис. 4), в связи с чем допускается гипотеза о снижении продуктивности скважин после взаимодействия с технологическими жидкостями по причине снижения $P_{пл}$.

Гипотеза 2. Снижение продуктивности по причине взаимодействия технологических жидкостей с флюидом.

Цель данного эксперимента: оценить возможность взаимодействия нефти и смеси пластовой и технической воды плотностью 1,06 г/см³ (данная плотность получается при смешивании попутной пластовой и пресной воды) в разных пропорциях:

- 50% нефти к 50% воды (10 мл к 10 мл);
- 60% нефти к 40% воды (12 мл к 8 мл);
- 70% нефти к 30% воды (14 мл к 6 мл);
- 80% нефти к 20% воды (16 мл к 4 мл);
- 90% нефти к 10% воды (18 мл к 2 мл).

В ходе эксперимента не обнаружено какое-либо взаимодействие между жидкостями. Не наблюдается

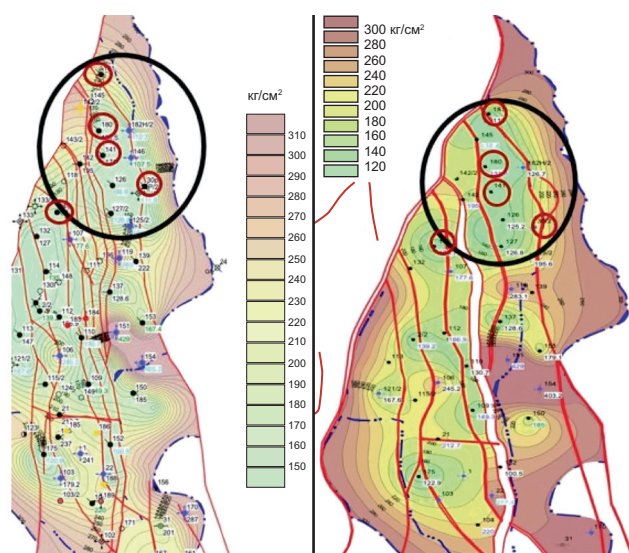


Рис. 5. Карта изобар изучаемого месторождения на 01.07.2019 (слева) и на 01.07.2023 (справа). Красным цветом выделены скважины с выявленной проблемой; черным область с пониженным $P_{пл}$

выпадение осадка и перемешивание. Но стоит отметить, что по причине высокого содержания твердых парафинов в нефти (для продуктивных отложений девонского возраста (D_{2-3}), располагающихся в южной части Тимано-Печорского НГБ, характерны повышенные значения содержания твердых парафинов в нефтях), требовалась постоянная температура в 70°C . При данной температуре в первых четырех образцах нефть за счет меньшей плотности моментально всплыла, в то время как для последнего образца потребовалось увеличить температуру до 90°C .

Гипотеза 3. Снижение продуктивности по причине преобразований минеральных компонентов породы-коллектора, возникающих в результате взаимодействия исследуемой породы с технологическими жидкостями, и выпадение взвешенных частиц в поровое пространство из жидкости.

На основании описанных выше результатов измерений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), РСА и описанию каменного материала в шлифах можно сделать выводы о том, что глинистая составляющая в межзерновом пространстве породы при взаимодействии с технологическими жидкостями разбухает, что негативно отражается на значениях ФЕС и доказывается за мерами открытой пористости образцов методом Преображенского и на установке АР-608 [Иванов и др., 2008].

На первом этапе в образцах до экстракции производился замер открытой пористости по газу. Значения варьируются в диапазоне от 4 до 8,5%, с последующим замером K_p по воде и значениями от 6,3 до 14%, позволяет сделать вывод о том, что технологическая жидкость при насыщении породы вымыла эти отложения, за счет чего пористость увеличилась (на дне стакана после испарения остатков воды от-

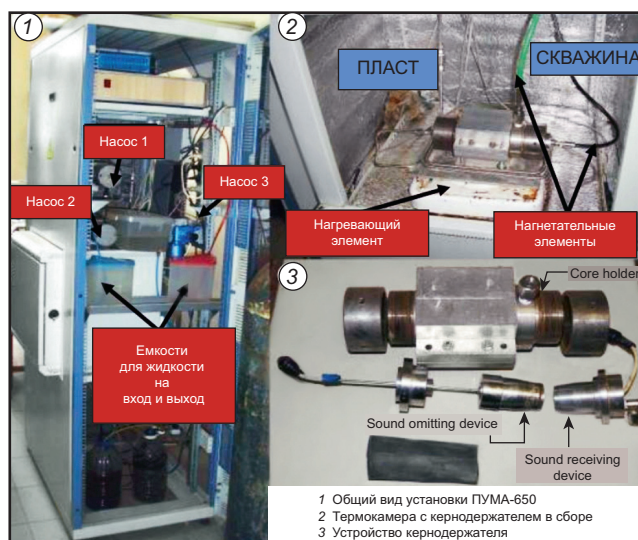


Рис. 6. Общий вид автоматизированной установки моделирования пластовых условий «ПУМА-650» и ее составляющие

четливо выделялись кристаллы солей), но также и оказала влияние на глинистую составляющую.

На третьем этапе производился замер открытой пористости по керосину в образцах, высушенных в печи при температуре 105°C в течение двух суток. Полученные значения открытой пористости варьируются диапазоне от 4,5 до 10%, что подтверждает предположение о преобразовании компонентов породы и выпадении в осадок в поровом пространстве породы кристаллов солей из технологической жидкости.

Фильтрационное моделирование. Данный эксперимент проводился с целью оценки влияния технологической жидкости на ФЕС породы-коллектора.

Для проведения эксперимента был выбран предварительно проэкстрагированный цилиндрический образец № 30.3 с наилучшими ФЕС, создана модель пластовой воды и подобраны термобарические параметры.

Суть эксперимента заключалась в сравнении ФЕС образца горной породы в пластовых условиях до и после воздействия на него жидкостью глушения с последующим расчетом коэффициента восстановления проницаемости.

Порядок проведения эксперимента:

1. Подготовка модели пластовой воды плотностью $1,14 \text{ г/см}^3$.
2. Насыщение образца пластовой водой (пласт-скважина) методом ступенчатой капиллярной пропитки под вакуумом.
3. Размещение насыщенного пластовой водой образца в устройстве кернодержателя.
4. Подключение устройства кернодержателя к моделирующей установке (рис. 3).
5. Задание термобарических параметров, близких к пластовым условиям (табл. 5).

Таблица 5

Термобарические параметры
для фильтрационного моделирования

Параметры	D_3jar+D_3dzr
Пластовая температура, °С	62,7
Пластовое давление, МПа	29,6
Глубина залегания, м	2600
Градиент давления для Тимано-Печорского НГБ	2,3
Горное давление, МПа	59,8
Эффективное давление ($P_{горное}-P_{пл}$), МПа	30,2
Пластовое давление (для моделирования), МПа	2
Литостатическое давление (давление обжима), МПа (пластовое+эффективное)	32,2

На первом этапе через насыщенный пластовой водой образец производилась фильтрация керосина ТС-1 в направлении «пласт-скважина» до стабилизации параметров фильтрации (градиент давления). Замер начального коэффициента проницаемости

$K_{пр1} = 6,7 \text{ мД.}$

Второй этап заключался в воздействии на образец технологической жидкостью глушения $\rho = 1,06 \text{ г/см}^3$ в направлении «скважина-пласт» с минимальным расходом 5 мл/мин в количестве 5 поровых объемов.

Завершающий этап заключался в восстановлении фильтрации керосина ТС-1 с минимальным

расходом 5 мл/мин в количестве 5 поровых объемов в направлении «пласт-скважина» до стабилизации градиента давления и расчета коэффициента восстановления проницаемости:

$K_{пр2} = 5,8 \text{ мД;}$
 $K_{восст} = K_{пр2}/K_{пр1} = (5,8/6,7) \cdot 100 = 86\%.$

По результатам фильтрационного моделирования отмечается снижение $K_{пр}$ после взаимодействия породы-коллектора с технологической жидкостью на 14% (рис. 7).

На графике зависимости изменения градиента давления от времени при глушении скважины отчетливо видно, что при стабилизации потока роста давления не происходит, следовательно, расход жидкости постоянен после насыщения и вытеснения керосина из образца, и не происходит роста давления, технологическая жидкость фильтруется через породу (рис. 8).

Заключение. Полученные результаты проведенных лабораторных исследований иллюстрируют, как преобразуется фильтрационно-емкостное пространство породы коллектора исследуемого интервала при взаимодействии с технологическими жидкостями и косвенном влиянии вторичных факторов.

Анализ фактического материала и геологической информации по району исследований позволил установить закономерное снижение пластового давления в северной части месторождения более чем в два раза от первоначальных значений (с 301 до 130 кг/см²).

Проведенный комплекс исследований позволил установить, что при взаимодействии технологиче-

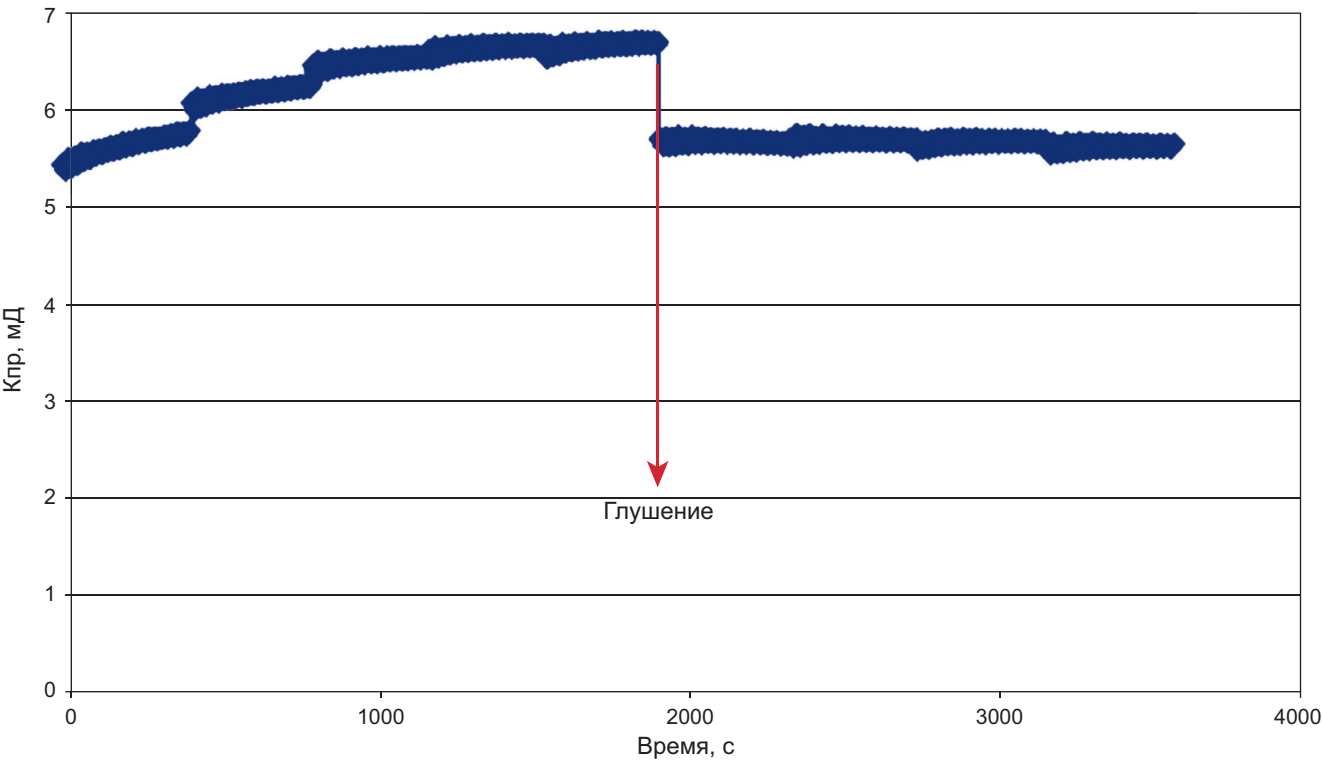


Рис. 7. График зависимости $K_{пр}$ от времени во время проведения фильтрационного моделирования

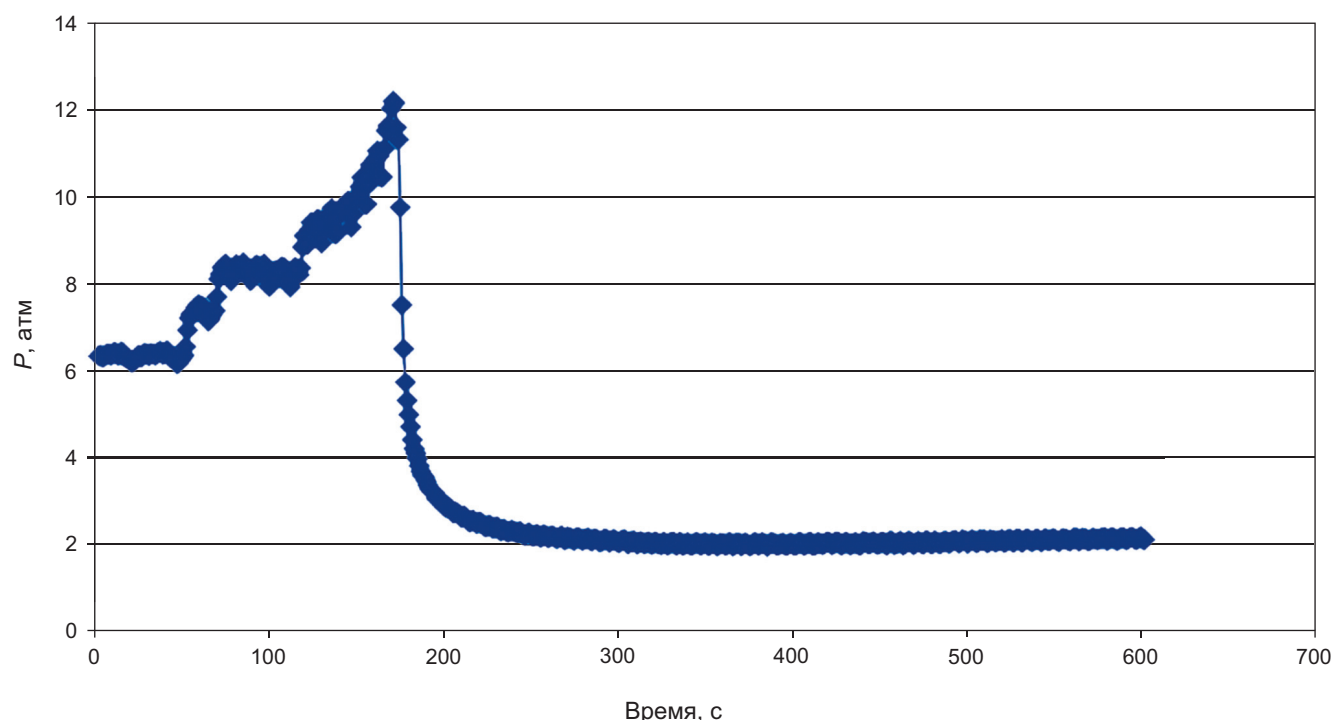


Рис. 8. График изменения градиента давления от времени во время проведения процесса глушения скважины

ских жидкостей с породой-коллектором происходит преобразование отдельно взятых компонентов породы (разбухание глинистой составляющей), а также выпадения в осадок в поровом пространстве породы различных соединений.

По результатам фильтрационного моделирования отмечается свободная фильтрация технологической жидкости через образец, даже после

полного насыщения образца ею, а также снижение проницаемости на 14%.

Отметим, что полученные результаты могут быть актуальны не только для данного месторождения, но и для всей группы месторождений, приуроченных к Лыжско-Кыртаельскому валу и вскрывающих яранский продуктивный горизонт (D₃jar).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Габриэляни Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 2000. 587 с.

Киреева Т.А. Гидрогеохимия. Конспект лекций: Учебное пособие. М.: МГУ, 2016.

Киреева Т.А., Филимонова Е.А., Гоманюк Л.А. Практическое руководство по гидрогеологии. Химический анализ природных вод. М.: МАКС Пресс, 2015.

Кобранова В.Н. Петрофизика: Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1986. 392 с.

Кузнецова Г.А. Качественный рентгенофазовый анализ. Иркутск, 2005.

Иванов М.К., Калмыков Г.А., Белохин В.С. и др. Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала: Учебное пособие: В 2 кн. Кн. 2. М., 2008. 113 с.

Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). Л.: Недра, 1987. 269 с.

ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.

ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.

ФОНДОВАЯ ЛИТЕРАТУРА

Алексеев Б.Г. «Технологический проект разработки Южно-Лыжского месторождения Республики Коми». г. Пермь. Дополнение к технологическому проекту разработки Южно-Лыжского нефтяного месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ», 2020. 359 с. (ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»).

Статья поступила в редакцию 03.04.2024, одобрена после рецензирования 03.06.2024, принята к публикации 25.10.2024