

УДК 622.276.74

DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4368

Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Прогнозирование безаварийной работы добывающих скважин с горизонтальным окончанием в условиях высокого выноса механических примесей на примере Северо-Комсомольского месторождения

О.В. Савенок^{1✉}, Н.Х. Жарикова¹, А.Е. Верисокин², А.-Г.Г. Керимов², А.С. Арутюнян³

¹ Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, г. Санкт-Петербург

² Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, г. Ставрополь

³ Кубанский государственный технологический университет, Россия, г. Краснодар

✉ Savenok_OV@pers.spmi.ru

Аннотация. Актуальность. По мере выработки запасов легкодоступной нефти и развития технологий добычи нефтегазодобывающие компании постепенно переходят к разработке ранее нерентабельных активов. За последние пять лет в Западной Сибири в эксплуатацию были введены несколько нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками, разработка которых дополнительно осложняется высокой вязкостью нефти и слабой цементированностью пород продуктивного пласта. Низкие значения критической депрессии не позволяют добывать нефть без разрушения продуктивного пласта, а поступающие в скважину механические примеси приводят к перекапанию интервалов перфорации и отказам внутрискважинного оборудования. Использование математического моделирования применительно к работе скважин в условиях выноса механических примесей позволит контролировать процесс добычи и выбирать оптимальный режим работы скважины. **Цель:** прогнозирование безаварийной работы добывающей скважины в условиях высокого выноса механических примесей. **Объекты:** добывающие нефтяные скважины; предметом исследования является движение твёрдых частиц в стволе добывающей скважины, связи и зависимости процесса образования песчаных пробок от режимных параметров работы скважины. **Методы:** теоретические методы исследования – анализ (анализ моделей расчёта критической скорости потока в горизонтальной трубе (расчёт критической скорости в однофазном потоке; расчёт критической скорости в многофазном потоке; расчёт критической скорости на основе баланса сил)) и моделирование (моделирование работы скважины с выносом механических примесей). Совокупность и сочетание данных методов адекватны цели и задачам, объекту и предмету исследования данной работы. **Результаты.** Проблема выноса песка характерна не только для месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки, но и для месторождений, недавно введённых в эксплуатацию. Пескопроявления являются осложняющим фактором при эксплуатации скважин на Северо-Комсомольском месторождении высоковязкой нефти, расположенном в Западной Сибири. Основным объектом разработки изучаемого месторождения является слабосцементированный песчаный пласт. Добыча нефти на столь сложных участках требует тщательного подхода к выбору системы разработки, к подбору методов борьбы с осложнениями, в том числе и к выбору правильного способа для ограничения пескопроявлений. Тем не менее, независимо от подхода, применяемого для решения проблемы выноса песка, какая-то часть горной породы всё равно будет поступать в скважину. Для предотвращения образования песчаных пробок необходимо понимать характер движения твёрдых частиц вдоль ствола. Оценить, способна ли скважина обеспечивать вынос твёрдых частиц из горизонтального участка, можно с помощью моделирования в специализированных программных продуктах. Моделирование работы скважины с учётом влияния механических примесей позволило решить следующие задачи: 1) определить способность флюида выносить частицы породы из горизонтального участка; 2) определить зоны, в которых есть риск образования песчаных пробок; 3) представить зависимость для расчёта критической скорости для высоковязкой нефти с разной долей обводнённости; 4) оценить, как обводнённость и газовый фактор влияют на работу скважины в условиях высокого выноса механических примесей; 5) рассчитать время образования песчаных пробок.

Ключевые слова: моделирование работы скважины с выносом механических примесей, модель флюида и модель скважины, поступление твёрдых частиц в скважину через фильтр, определение режима движения песка в скважине, влияние обводнённости продукции на работу скважины, влияние газа на работу скважины, влияние количества твёрдых частиц на перенос песка, определение критической скорости потока

Для цитирования: Прогнозирование безаварийной работы добывающих скважин с горизонтальным окончанием в условиях высокого выноса механических примесей на примере Северо-Комсомольского месторождения / О.В. Савенок, Н.Х. Жарикова, А.Е. Верисокин, А.-Г.Г. Керимов, А.С. Арутюнян // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 6. – С. 223–239. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4368

UDC 622.276.74

DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4368

Prediction of emergency-free operation of production wells with a horizontal termination under conditions of high removal of mechanical impurities on the example of the Severo-Komsomolskoe field

O.V. Savenok^{1✉}, N.Kh. Zharikova¹, A.E. Verisokin², A.-G.H. Kerimov², A.S. Arutyunyan³

¹ Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation

² North Caucasian Federal University, Stavropol, Russian Federation

³ Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

✉ Savenok_OV@pers.spmi.ru

Abstract. Relevance. As readily available oil reserves are developed and production technologies development, oil and gas companies are gradually moving to exploration of previously unprofitable assets. Over the past five years, several oil-and-gas condensate fields with oil rims have been put into operation in Western Siberia. Their development is further complicated by oil high viscosity and poor cementation of the reservoir rocks. Low values of critical drawdown do not allow oil to be produced without destruction of the productive formation, and mechanical impurities entering the well lead to spillage of perforation intervals and downhole equipment failures. The use of mathematical modeling in relation to the operation of wells in the conditions of the removal of mechanical impurities will make it possible to control production and select the optimal well operation mode. **Aim.** Forecasting the trouble-free operation of a production well under conditions of high removal of mechanical impurities. **Objects.** Producing oil wells; the subject of the study is the movement of solid particles in the wellbore of a production well, the relationship and dependence of formation of sand plugs on the operating parameters of the well. **Methods.** Theoretical research methods – *analysis* (analysis of models for calculating the critical flow velocity in a horizontal pipe (calculation of the critical velocity in a single-phase flow; calculation of the critical velocity in a multi-phase flow; calculation of the critical velocity based on the balance of forces)) and *modeling* (simulation of work wells with the removal of mechanical impurities). The totality and combination of these methods are adequate to the goals and objectives, the object and subject of the study of this work. **Results.** The problem of sand production is typical not only for fields that are in the late stages of development, but also for fields that have recently been put into operation. Sand shows up are a complicating factor in the operation of wells at the Severo-Komsomolskoe high-viscosity oil field located in Western Siberia. The main object of development of the studied field is a weakly cemented sandy layer. Oil production in such difficult areas requires a very careful approach to the choice of development system, to the selection of methods to deal with complications, including the choice of the right method to limit sanding. However, regardless of the approach taken to solve the problem of sand production, some rock will still flow into the well. To prevent the formation of sand plugs, it is necessary to understand the nature of the movement of solid particles along the wellbore. It is possible to assess whether a well is capable of carrying out solid particles from a horizontal section using modeling in specialized software products. Modeling of the well operation, taking into account the influence of mechanical impurities, made it possible to solve the following problems: 1) determine the fluid to carry rock particles out of the horizontal section; 2) identify the areas in which there is a risk of sand plugs; 3) present the dependence for calculating the critical speed for high-viscosity oil with different water cut; 4) assess how the water cut and gas factor affect well operation in conditions of high removal of mechanical impurities; 5) calculate the time of formation of sand plugs.

Keywords: modeling well operation with the removal of mechanical impurities, fluid model and well model, entry of solid particles into the well through the filter, determination of the mode of sand movement in the well, water cut impact on well operation, gas impact on well operation, impact of the amount of solid particles on sand transport, critical flow rate determination

For citation: Savenok O.V., Zharikova N.Kh., Verisokin A.E., Kerimov A.-G.H., Arutyunyan A.S. Prediction of emergency-free operation of production wells with a horizontal termination under conditions of high removal of mechanical impurities on the example of the Severo-Komsomolskoe field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 6, pp. 223–239. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4368

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Северо-Комсомольское месторождение расположено в Надымском и Пуровском районах Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, характеризующихся относительно развитой инфраструктурой.

Месторождение открыто в 1989 г. С 2003 г. в разработку введены запасы нефти и газа второстепенных пластов месторождения. На основном объекте разработки – пласте ПК₁ – проводились опытно-промышленные работы в 2000–2012 и в 2016–2021 гг.

Северо-Комсомольское месторождение является многопластовым. В результате проведенных исследований в геологическом разрезе месторождения выделено 80 залежей углеводородов, в том числе 34 газовых, 18 газонефтяных и 28 нефтяных. Из них 31 залежь признаны газоконденсатными. Существенная тектоническая нарушенность месторождения обусловила сложный структурно-тектонический тип этих залежей, представляющий собой сочетание массивного, пластового, сводового и тектонически-экранированного типов [1].

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика пласта ПК₁

Table 1. Geological and physical characteristics of the PK₁ layer

Параметры, размерность Parameters, dimension	Значения Values
Средняя глубина залегания кровли, м Average roof depth, m	1056–1134
Абсолютная отметка ВНК, м Absolute mark of water-oil contact, m	1032–1045
Абсолютная отметка ГНК, м Absolute mark of gas-oil contact, m	1020,7–1025,6
Тип коллектора/Collector type	терригенный, поровый terrigenous, porous
Общая толщина, м/Total thickness, m	91,7
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м Average effective oil-saturated thickness, m	8,2
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м Average effective gas-saturated thickness, m	12,6
Коэффициент пористости, доли ед. Porosity coefficient, units	0,33
Коэффициент песчаности, доли ед. Sandiness coefficient, units	0,66
Коэффициент расчленённости, доли ед. Dismemberment coefficient, units	33,1
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед. Reservoir oil saturation coefficient, units	0,58
Коэффициент газонасыщенности пласта, доли ед. Reservoir gas saturation coefficient, units	0,55
Проницаемость, мкм ² /Permeability, μm ²	0,15–1,489
Начальная пластовая температура Initial reservoir temperature, °C	34,0
Начальное пластовое давление, Мпа Initial reservoir pressure, MPa	12,56

Основным объектом разработки в настоящий момент является пласт ПК₁. Залежь является водоплавающей, представлена нефтяной оторочкой повышенной вязкости и обширной газовой шапкой. Пласт представлен в основном рыхлыми песками и слабосцементированными песчаниками с многочисленными тонкослоистыми и часто прерывистыми прослоями глинистых пород. Сводная геолого-физическая характеристика пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения представлена в табл. 1.

Высокие фильтрационно-емкостные свойства пласта ПК₁ предполагают упруговодонапорный режим залежи. Однако активность данного режима существенно снижена в связи с содержанием в этой залежи нефти высокой вязкости [2–4].

Моделирование работы скважины с выносом механических примесей

Для моделирования работы добывающей скважины с горизонтальным окончанием в условиях высокого выноса механических примесей необходимо предварительно составить модель флюида и модель скважины. Все расчёты проведены в динамическом симуляторе мультифазного потока OLGA, где есть модуль, позволяющий учитывать наличие твёрдых частиц [5–7].

Модель флюида

Для моделирования любого процесса нефтедобычи необходимо создавать PVT-модель флюида. Воспользуемся программой Multiflash, которая интегрирована с программным обеспечением OLGA.

Исходными данными для построения PVT-модели высоковязкой нефти пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения является компонентный состав пластовой нефти и свойства пластовой и дегазированной нефти пласта.

Для созданной модели нефти скорректировано давление насыщения до принятого значения 12,56 МПа (при температуре 34 °C). Зависимость давления насыщения от температуры для модели флюида представлена на рис. 1.

Убедимся, что созданная PVT-модель высоковязкой нефти достоверно отображает свойства пластовой нефти. Для этого сравним результаты, полученные по итогам моделирования, с данными лабораторных испытаний (табл. 2).

Как можно заметить, значения вязкости и плотности нефти несколько отличаются от средних значений, принятых технологической схемой разработки месторождения, тем не менее находятся в диапазоне измеренных значений. Таким образом, можно считать, что созданная PVT-модель достоверно отражает свойства нефти пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения и может быть применима для дальнейших расчётов [8–10].

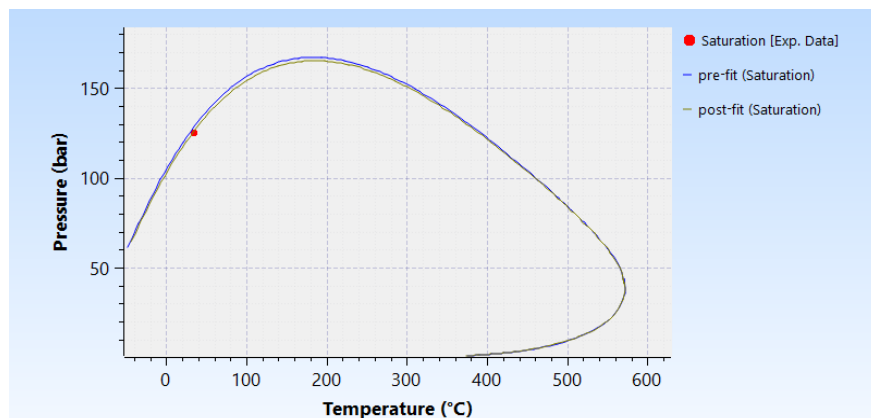


Рис. 1. Зависимость давления насыщения от температуры

Fig. 1. Saturation pressure versus temperature

Таблица 2. Сравнение созданной PVT-модели с лабораторными данными

Table 2. Comparison of the created PVT model with laboratory data

Свойства/Properties	Пластовая нефть Reservoir oil		Модель Model
	диапазон значений value range	среднее значение average value	
Давление насыщения пластовой нефти, МПа Reservoir oil saturation pressure, MPa	6,04–10,60	12,56	12,56
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м³ Oil density in reservoir conditions, kg/m³	887–932	915	914,18
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с Oil viscosity in reservoir conditions, mPa·s	33,9–112,2	71,6	62,42
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м³ Oil density under standard conditions, kg/m³	927–960	947	957,5
Вязкость дегазированной нефти в стандартных условиях, мПа·с Degassed oil viscosity under standard conditions, mPa·s	141,5–1885,0	841,9	708,35

Модель скважины

Для построения модели добывающей скважины необходимы данные о траектории скважины (рис. 2), конструкции колонны (рис. 3) и сведения о внутрискважинном оборудовании (табл. 3, 4).

Таблица 3. Данные о скважинном фильтре

Table 3. Well filter data

Тип фильтра/Filter type	Проволочный/Wire
Размер зазора, мкм/Gap size, μm	150



Рис. 2. Траектория скважины № 1 Северо-Комсомольского месторождения

Fig. 2. Well no. 1 trajectory of the Severo-Komsomolskoe field

Таблица 4. Параметры работы насоса

Table 4. Pump parameters

Марка насоса Pump brand	УЭЦН-5А-160-1600 Installation of an electric centrifugal pump 5A-160-1600
Глубина установки насоса, м Pump installation depth, m	1607
Фактическая вертикальная глубина установки насоса, м Actual vertical depth of pump installation, m	1043
Номинальная подача, м³/сут. Nominal flow, m³/day	160
Номинальный напор, м/Nominal head, m	1600
Количество ступеней, шт. Number of steps, pcs.	334
Частота работы насоса, Гц Pump frequency, Hz	40

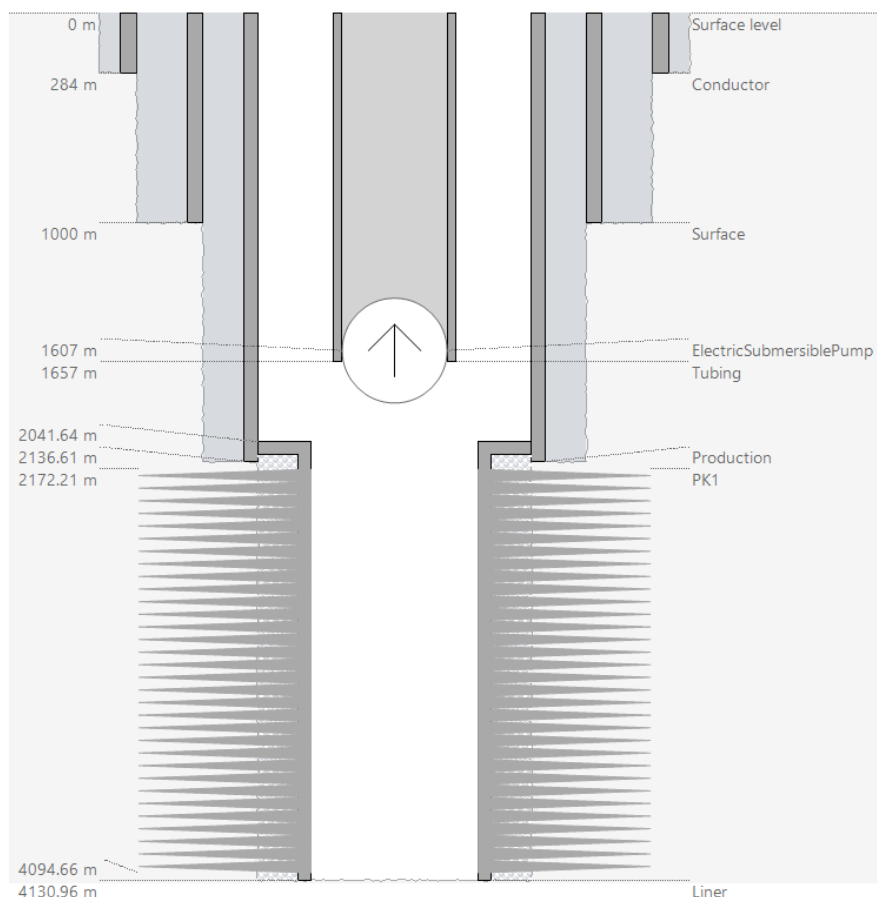


Рис. 3. Конструкция скважины № 1 Северо-Комсомольского месторождения

Fig. 3. Design of well no. 1 of the Severo-Komsomolskoe field

Приток жидкости в скважину поступает равномерно вдоль горизонтального участка длиной ~2000 м [11–13].

Работа скважины смоделирована в программном комплексе OLGA. Согласно результатам моделирования, дебит жидкости стабилизируется на

уровне 115 м³/сут. (рис. 4). Текущий дебит скважины № 1 Северо-Комсомольского месторождения составляет 116 м³/сут. Таким образом, можно считать, что созданная модель достоверно отражает режим работы скважины.

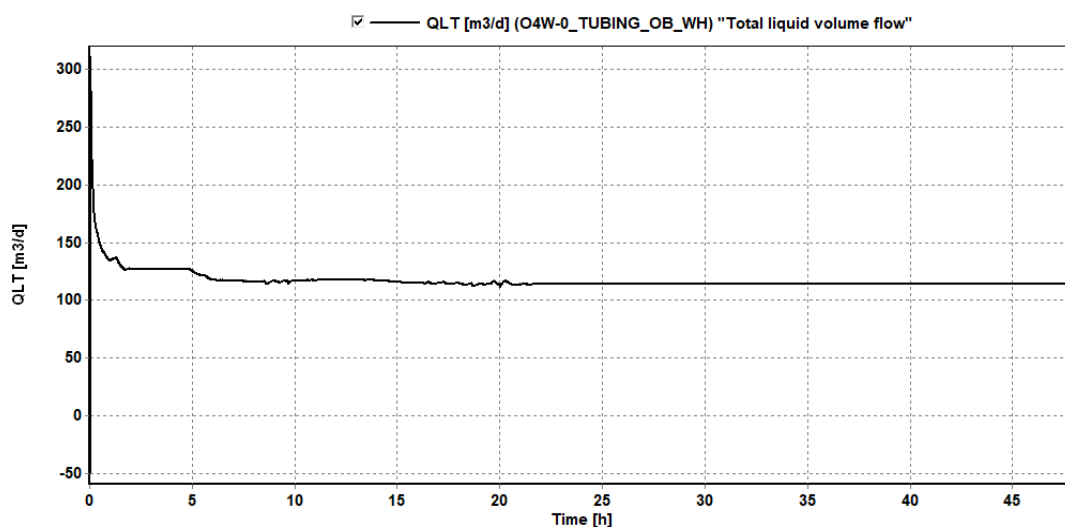


Рис. 4. Дебит жидкости по скважине № 1 Северо-Комсомольского месторождения

Fig. 4. Fluid flow rate for well no. 1 of the Severo-Komsomolskoe field

Таблица 5. Размер частиц D90 (мкм), проходящих через фильтр при фильтрации смеси

Table 5. Particle size D90 (μm) passing through the filter when filtering the mixture

Размер зазора, мкм/Gap size, μm	Состав смеси, об./об./Mixture composition, vol./vol.						
	нефть/oil	нефть/вода/oil/water			нефть/газ/oil/gas		
	%						
	100	90/10	50/50	30/70	70/30	50/50	10/90
75	67,132	61,982	44,561	50,992	38,213	13,933	73,166
100	37,707	90,143	60,137	41,698	34,563	20,967	42,156
150	92,653	72,069	100	69,954	41,698	41,681	46,379
200	64,503	83,609	83,609	91,491	87,352	67,615	44,106

Поступление твёрдых частиц в скважину через фильтр

Для продуктивного пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения характерно высокое содержание мелких частиц. На Северо-Комсомольском месторождении используются проволочные скважинные фильтры, устанавливаемые при заканчивании. Размер зазора на фильтре составляет 75, 100, 150 или 200 мкм и подбирается в зависимости от геологических условий [14, 15].

При проведении лабораторных исследований замечено, что размер частиц, проходящих через фильтр, зависит не только от размера зазора на фильтре, но и от состава фильтруемого флюида. Проведены тесты для смесей в различных соотношениях (нефть/вода и нефть/газ), и определён размер зёрен D90 (90 % частиц, проходящих через фильтр, будут иметь меньший диаметр). Результаты лабораторных исследований приведены в табл. 5.

В дальнейших расчётах диаметр частиц, проходящих через фильтр, будет приниматься согласно данным, представленным в табл. 5.

Определение режима движения песка в скважине

В настоящий момент на скважине № 1 Северо-Комсомольского месторождения установлен проволочный фильтр с размером зазора 150 мкм [16–18]. В текущих условиях (при обводнённости продукции 4 %) в скважину попадают частицы размером ~72 мкм (согласно данным лабораторных испытаний) (табл. 5). Для моделирования процесса переноса песка в скважине необходимо задать параметры механических примесей (табл. 6).

Таблица 6. Характеристика твёрдых частиц

Table 6. Characterization of solid particles

Показатель Index	Среднее значение Average value
КВЧ, мг/л Amount of suspended particles, mg/l	525
Концентрация песка, об./об. Sand concentration, vol./vol.	0,00025
Размер частицы, мкм/Particle size, μm	72
Плотность частиц, кг/м ³ Particle density, kg/m ³	2650

При работе скважины с дебитом жидкости, установившимся на уровне 115 м³/сут., в скважине будет следующий режим движения песка (рис. 5). Красным цветом на графике регистрируется режим песка: 1 – неподвижный песок; 2 – движение песка по дну трубы; 3 – суспензия (все твёрдые частицы уносятся потоком); чёрным цветом обозначена геометрия скважины.

Режим неподвижного песка наблюдается на половине горизонтального участка, ближе к носку скважины, и в нижней части эксплуатационной колонны (где происходит резкое снижение скорости жидкости вследствие перехода потока из хвостовика с диаметром 99 мм в эксплуатационную колонну с диаметром 161 мм). Соответственно при работе скважины в таком режиме песок неизбежно будет накапливаться в горизонтальном окончании. Данный факт впоследствии приведёт к пересыпанию продуктивного интервала и постепенному снижению дебита [19–22].

Влияние обводнённости продукции на работу скважины в условиях выноса механических примесей

Чтобы оценить влияние обводнённости на работу скважин и движение твёрдых частиц вдоль ствола скважины, проведём серию модельных исследований в программном обеспечении OLGA.

Рост обводнённости с 4 до 50 % приводит к увеличению дебита жидкости в скважине с 115 до 121 м³/сут. Дальнейший рост обводнённости до 70 % приведёт к ещё большему увеличению дебита до 164 м³/сут. При обводнённости 90 % дебит стабилизируется на уровне 177 м³/сут. Данный эффект связан со снижением общей вязкости перекачиваемой жидкости и, следовательно, с уменьшением нагрузки на УЭЦН.

По мере увеличения обводнённости склонность к образованию неподвижного слоя песка снижается. За счёт роста дебита увеличивается скорость жидкости в трубах, поэтому в горизонтальном стволе появляются зоны с подвижным песком. Таким образом, на большей длине скважины выполняется условие по обеспечению движения твёрдых частиц (рис. 6–8). Лучше всего песок переносится при обводнённости продукции ~70 %.

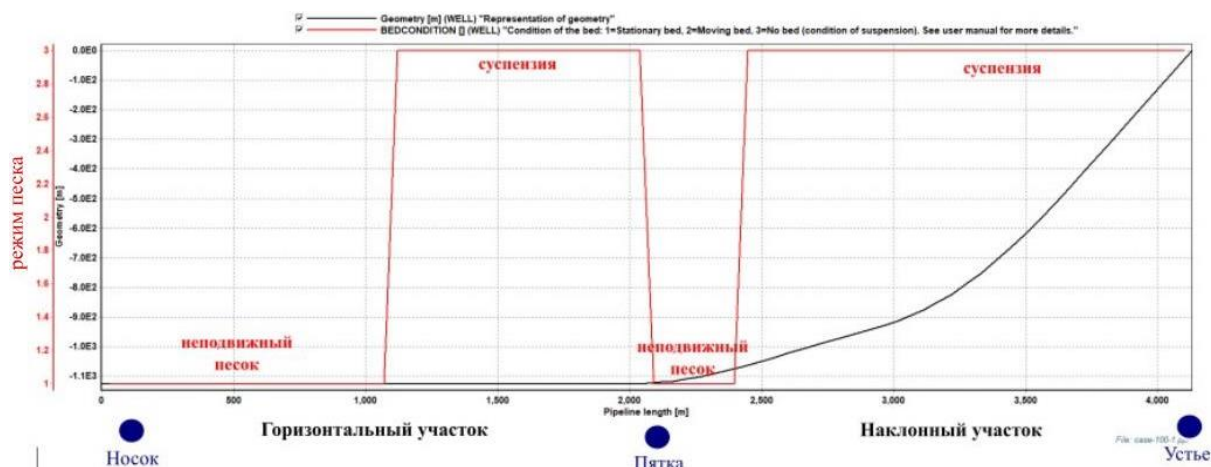


Рис. 5. Режим движения песка диаметром 72 мкм при дебите скважины 115 м³/сут.

Fig. 5. Mode of movement of sand with a diameter of 72 μm at a well flow rate of 115 m³/day

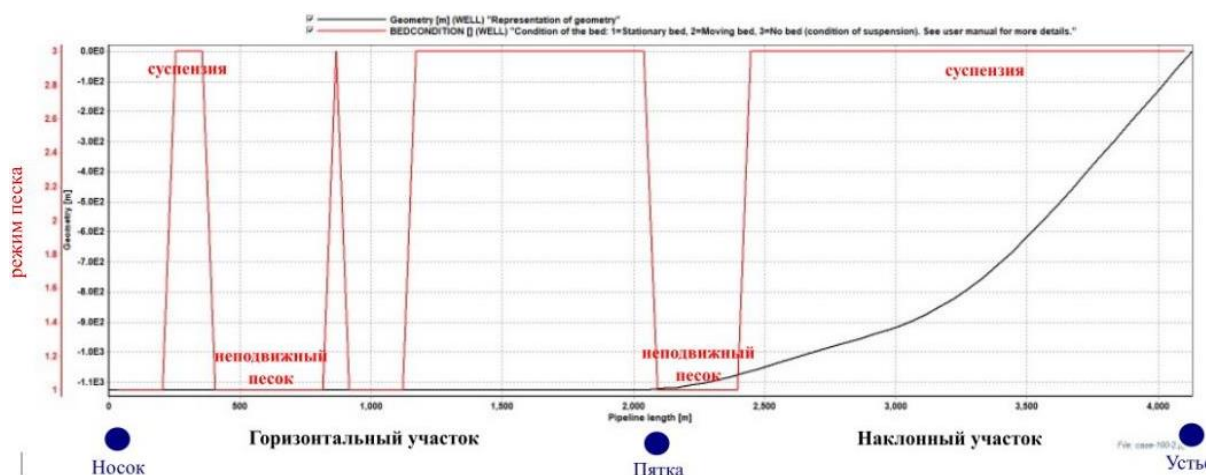


Рис. 6. Режим движения песка диаметром 100 мкм при дебите скважины 121 м³/сут. (обводнённость 50 %)

Fig. 6. Mode of movement of sand with a diameter of 100 μm at a well flow rate of 121 m³/day (water cut 50%)

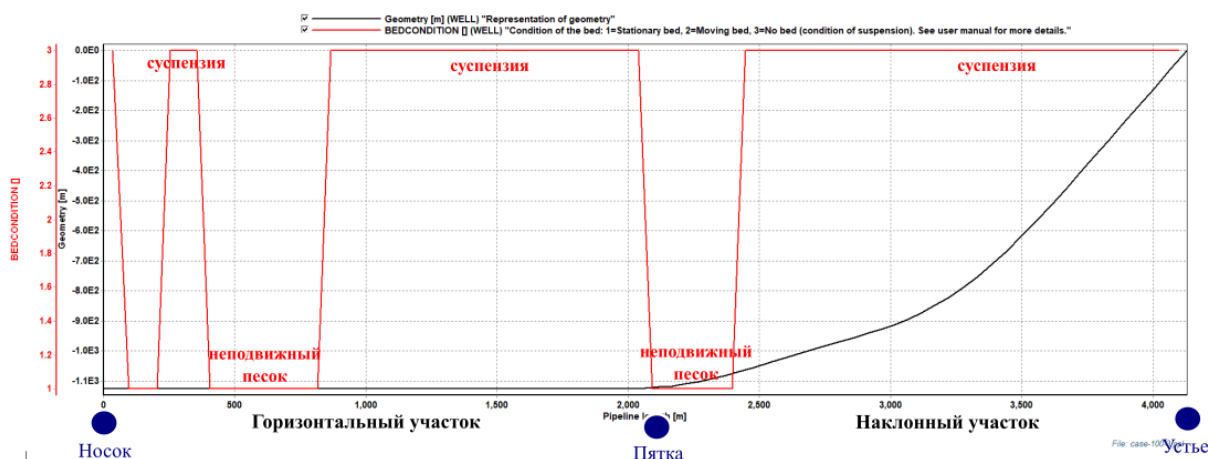


Рис. 7. Режим движения песка диаметром 69 мкм при дебите скважины 164 м³/сут. (обводнённость 70 %)

Fig. 7. Mode of movement of sand with a diameter of 69 μm at a well flow rate of 164 m³/day (water cut 70%)

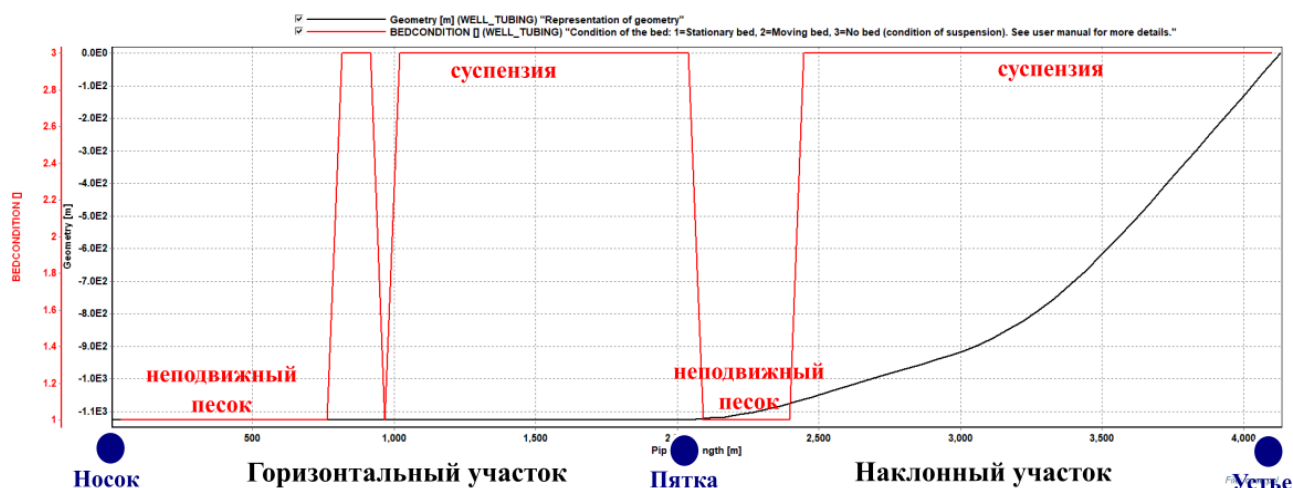


Рис. 8. Режим движения песка диаметром 70 мкм при дебите скважины 177 м³/сут. (обводнённость 90 %)
Fig. 8. Mode of movement of sand with a diameter of 70 μm at a well flow rate of 177 m³/day (water cut 90%)

Влияние газа на работу скважины в условиях выноса механических примесей

Для оценки влияния газа на транспорт песка в горизонтальном и наклонном участках скважины нами проведены следующие расчёты. При увеличении газового фактора с 49 до 100 м³/т произойдёт снижение дебита жидкости скважины до 71 м³/сут. Рост газового фактора приводит к увеличению количества свободного газа на приёме насоса и снижению КПД установки.

В связи с уменьшением дебита снижается средняя скорость потока жидкости в трубах, и её величина недостаточна для обеспечения переноса твёрдых частиц. Согласно расчётам, на всей длине горизонтального участка наблюдается режим неподвижного песка (рис. 9).

Работа скважины с высоким газовым фактором достаточно быстро приведёт к пересыпанию перфорационных отверстий, снижению дебита и образованию песчаной пробки. Дальнейшее увеличение газового фактора сверх 100 м³/т приведёт к срыву подачи насоса и полной остановке скважины [23–26].

Влияние количества твёрдых частиц на перенос песка

В рамках исследования оценивалось, как количество взвешенных частиц влияет на движение песка в скважине. Расчёты показали, что в диапазоне КВЧ от 200 до 2000 мг/л концентрация не влияет на перенос песка в стволе скважины (рис. 10).

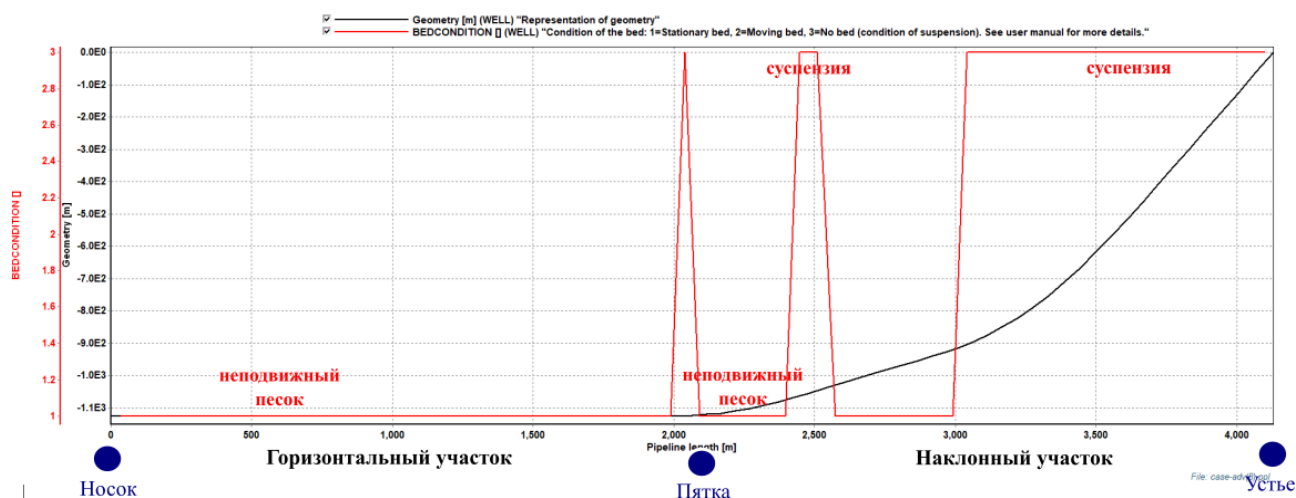


Рис. 9. Режим движения песка с диаметром 45 мкм при дебите скважины 71 м³/сут. (газовый фактор=100 м³/т)
Fig. 9. Mode of movement of sand with a diameter of 45 μm at a well flow rate of 71 m³/day (gas factor=100 m³/tons)

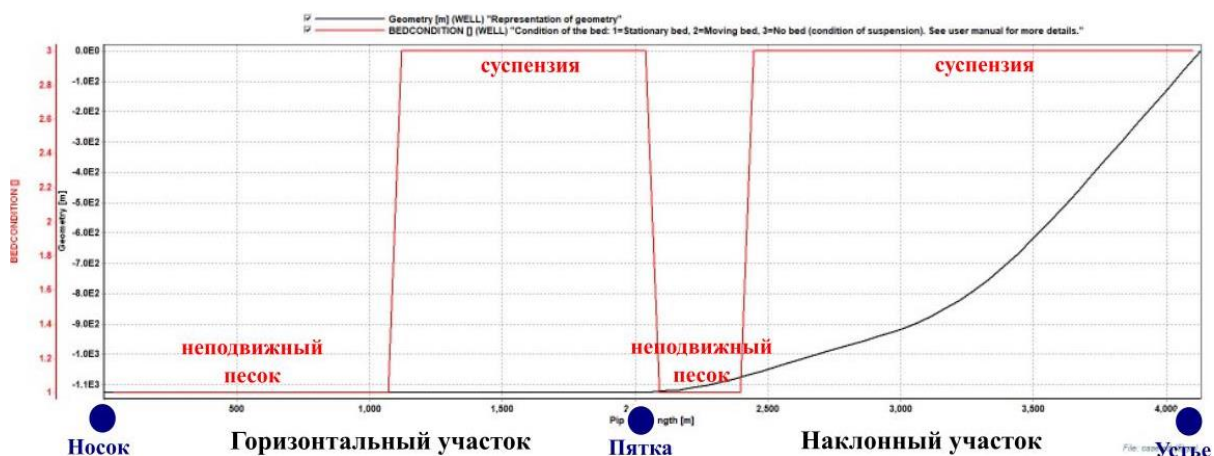


Рис. 10. Режим движения песка диаметром 72 мкм при дебите скважины 115 м³/сут. (концентрация взвешенных частиц=2000 мг/л)

Fig. 10. Mode of movement of sand with a diameter of 72 μm at a well flow rate of 115 m³/day (amount of suspended particles=2000 mg/l)

Таким образом, при росте количества песка, выносимого из пласта, ожидается образование песчаных дюн и пробок в тех же участках, что и при низком КВЧ. Однако следует ожидать, что накопление песка будет происходить быстрее и песчаная пробка образуется раньше [27, 28].

Определение критической скорости потока

Одной из задач исследования было определение критической скорости потока для условий Северо-Комсомольского месторождения. Все корреляции основываются на лабораторных испытаниях, проводимых для потока песка в воде. Физические характеристики воды значительно отличаются от характеристик нефти, в особенности высоковязкой нефти.

Более того, многие из рассматриваемых моделей адаптированы лишь для суспензий с высокими

концентрациями взвешенных частиц, например, пульпы. Для нефтегазовой отрасли значение КВЧ в скважинах и трубопроводах намного ниже [29, 30].

Нами проведено параметрическое исследование для частиц различного диаметра при разной обводнённости и разном газовом факторе. Критическая скорость определялась графоаналитическим способом по графикам, построенным в результате математического моделирования (рис. 11). Чёрным цветом обозначена линия, показывающая объёмную долю частиц, оседающих на дно трубы; красным цветом обозначена скорость потока. Как видно из графика, при снижении скорости потока до 149 м/с частицы диаметром 300 мкм при обводнённости продукции 20 % начнут формировать неподвижный слой.

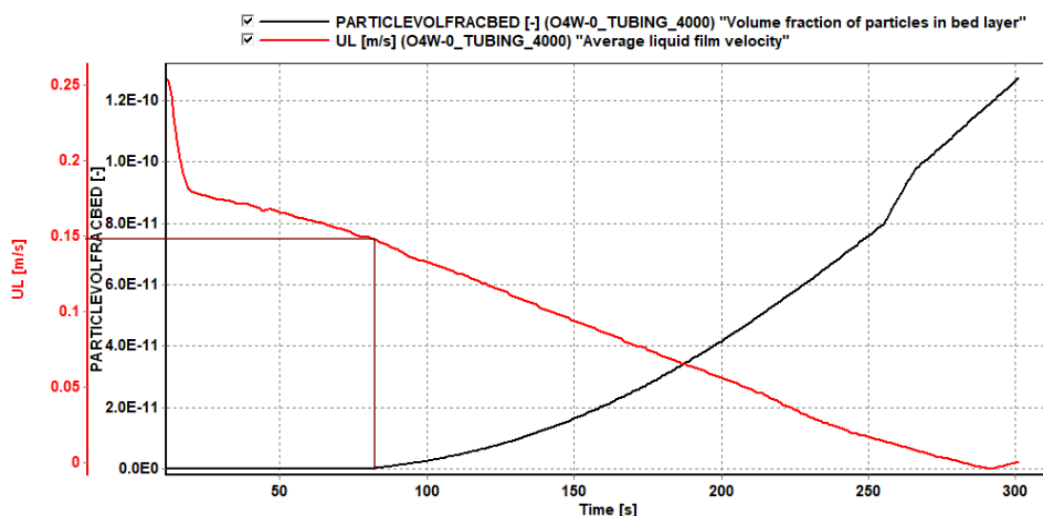


Рис. 11. Критическая скорость для песка диаметром 600 мкм и обводнённостью 0 %

Fig. 11. Critical speed for sand with a diameter of 600 μm and a water cut of 0%

Критическая скорость потока зависит как от размера частиц, так и от объёмной доли воды (рис. 12). При этом результаты, полученные при численном моделировании смеси «нефть–вода», идут вразрез с общепринятым мнением, что рост линейного размера частицы приводит к увеличению критической скорости потока.

Зарегистрированы следующие зависимости:

- 1) при течении чистой нефти (обводнённость 0 %) увеличение линейного размера зёрен песка приводит к росту критической скорости потока, что согласуется с общепринятым представлением о характере переноса песка;
- 2) для смесей с малым содержанием воды (обводнённость 5, 10, 20 %) критическая скорость не зависит от диаметра песчинок;
- 3) для высокообводнённой нефти (обводнённость 50, 70 %) критическая скорость не изменяется для частиц в диапазоне диаметров 100–1000 мкм. При этом значение критической скорости для мелких частиц (50 мкм) выше, чем для более крупных.

Скорее всего, при обводнённости 50–70 % в нижней части трубы образуется слой воды, низкая вязкость которой не позволяет «подхватить» и обеспечить перенос частиц с размером менее 50 мкм.

Увеличение количества воды в потоке приводит к росту критической скорости, так как вода обладает меньшей способностью обеспечивать перенос песка в горизонтальном участке (рис. 12, 13).

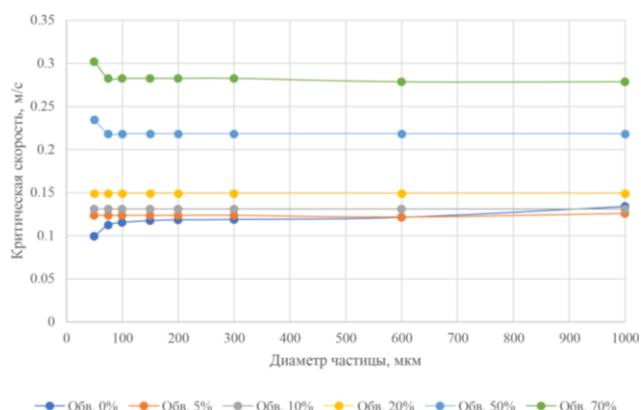


Рис. 12. Критическая скорость для разного диаметра частиц и обводнённости

Fig. 12. Critical speed for different particle diameters and water cut

Так как размер частиц незначительно влияет на критическую скорость в исследуемом диапазоне (50–1000 мкм), предлагается корреляция для нахождения критической скорости потока в зависимости от обводнённости высоковязкой нефти пласта ПК₁ (рис. 13):

$$v = 0,1172e^{0,0124WC},$$

где v – критическая скорость, м/с; WC – обводнённость продукции, %.

Коэффициент детерминации для предлагаемого выражения равен 0,9985.

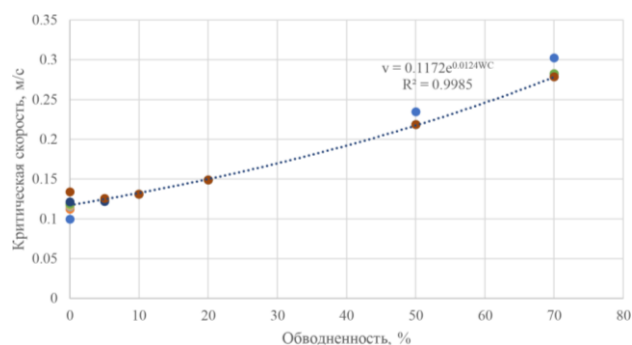


Рис. 13. Зависимость критической скорости от объёмной доли воды

Fig. 13. Dependence of the critical speed on water volume fraction

Аналогично изучалось влияние величины газового фактора и диаметра частиц на критические скорости для газожидкостной смеси (рис. 14). Рост газового фактора приводит к увеличению критической скорости потока. При этом скорость увеличивается и с ростом размера твёрдой частицы.

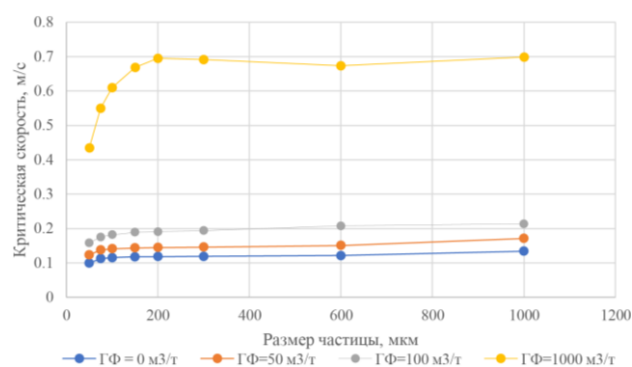


Рис. 14. Критическая скорость для разного диаметра частиц и газового фактора

Fig. 14. Critical speed for different particle diameters and gas factor

В данном случае увеличение диаметра частиц ожидаемо приводит к росту критической скорости, что согласуется с математическими моделями, рассмотренными ранее.

Увеличение количества газа снижает вязкость и плотность нефти, что приводит к уменьшению силы сопротивления, действующей на твёрдую ча-

стицу со стороны флюида. Способность жидкости обеспечить движение песка снижается [31–33].

Расчёт времени образования песчаной пробки

Для планирования планово-предупредительных ремонтных работ по очистке скважины от накопившегося песка полезным будет определение времени образования песчаной пробки. Программный комплекс OLGA позволяет рассчитать высоту накопленного песчаного слоя. Проведено моделирование работы скважины при текущих режимных параметрах (табл. 7) в течение 65 сут.

Таблица 7. Технологический режим работы скважины № 1

Table 7. Technological mode of operation of well no. 1

Показатель/Index	Значение/Value
Дебит жидкости, м³/сут./Fluid flow rate, m³/day	115
Обводнённость/Water cut, %	4
Газовый фактор, м³/т/Gas factor, m³/tons	49
КВЧ, мг/л/Amount of suspended particles, mg/l	525
Размер твёрдых частиц, мкм/Solid particle size, µm	73

Как было ранее определено, режим неподвижного песка регистрируется в половине горизонтального участка (ближе к носку) и в нижней части эксплуатационной колонны (в месте перехода потока из хвостовика в эксплуатационную колонну). В этих зонах будет происходить накопление песчаных дюн (рис. 15, 16). За 65 сут. в горизонтальном

стволе образуется песчаный слой высотой ~12 мм, а в нижней части эксплуатационной колонны высота песчаного слоя составит ~74 мм.

Зная внутренний диаметр колонн (хвостовик – 99 мм, эксплуатационная колонна – 161,8 мм), можем рассчитать время полного перекрытия поперечного сечения трубы:

- 1) через 145 сут. образуется песчаная пробка в эксплуатационной колонне;
- 2) через 940 сут. образуется песчаная пробка в горизонтальном хвостовике.

Так как образование песчаной пробки в эксплуатационной колонне наступит раньше, чем полное пересыпание горизонтального участка, следует ожидать, что остановка скважины произойдёт ориентировочно через 145 сут. после запуска.

Высота песчаной пробки в эксплуатационной колонне составит ~50 м. В горизонтальном стволе длина участка, где накапливается песок, составит ~974 м (51 % длины продуктивного интервала).

Оценка эрозионного разрушения глубинно-насосного оборудования

Как известно, наличие механических примесей в добываемой жидкости влияет также на эрозионное разрушение глубинно-насосного оборудования. Внутренней нормативной документацией компании регламентировано отнесение скважины к осложнённому фонду по причине эрозии, если КВЧ более 200 мг/л и выполняются условия, приведённые в табл. 8.

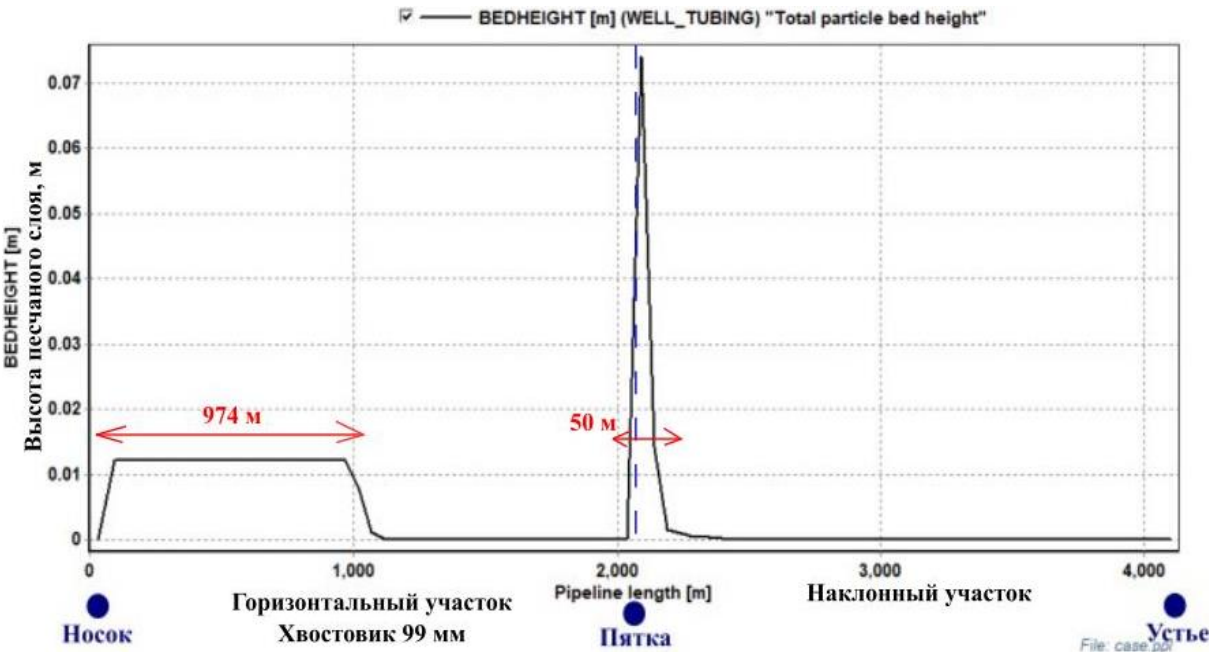


Рис. 15. Высота накопленного песчаного слоя через 65 сут.
Fig. 15. Height of the accumulated sand layer in 65 days

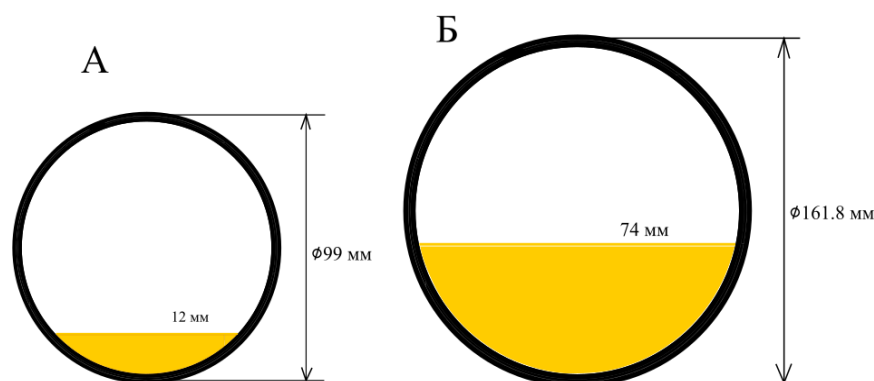


Рис. 16. Высота накопленного песчаного слоя через 65 сут.: А) горизонтальный хвостовик; Б) эксплуатационная колонна

Fig. 16. Height of the accumulated sand layer after 65 days: А) horizontal liner; Б) production string

Таблица 8. Эрозионные агрессивные факторы, влияющие на вероятность эрозионного отказа глубинно-насосного оборудования

Table 8. Erosive aggressive factors affecting the probability of erosive failure of downhole pumping equipment

Показатели Indicators	Значения Values	Рассчитанные значения для скважины № 1 Calculated values for well no. 1	Выполнение условий Fulfillment of conditions
Абразивный износ ЭЦН/Abrasive wear of electric centrifugal pump			ДА/YES
Индекс агрессивности КВЧ (AI) Amount of suspended particles aggressiveness index (AI)	50 и более 50 and more	81,7	
Гидроабразивный износ НКТ/Hydroabrasive wear of tubing			НЕТ/NO
Количество кварцевых частиц размером более 100 мкм в составе КВЧ Quantity of quartz particles larger than 100 μm in amount of suspended particles composition	13 кг/сут. и более 13 kg/day and more	6,09 кг/сут. kg/day	
Скорость потока в НКТ, м/с Flow rate in tubing, m/s	1,22 м/с и более 1.22 m/s and more	0,44 м/с m/s	
Гидроабразивный износ ПЭД/Hydroabrasive wear of a submersible electric motor			НЕТ/NO
Количество кварцевых частиц размером более 100 мкм в составе КВЧ Quantity of quartz particles larger than 100 μm in amount of suspended particles composition	13 кг/сут. и более 13 kg/day and more	6,09 кг/сут. kg/day	
Скорость потока между ПЭД и эксплуатационной колонной, м/с Flow rate between a submersible electric motor and production string, m/s	1,22 м/с и более 1.22 m/s and more	0,136 м/с m/s	
Гидроабразивный износ УЭЦН Hydroabrasive wear of installation of an electric centrifugal pump			НЕТ/NO
Количество кварцевых частиц размером более 100 мкм в составе КВЧ Quantity of quartz particles larger than 100 μm in amount of suspended particles composition	100 мг/л и более 100 mg/l and more	52,5 мг/л mg/l	
Частота вращения ЭЦН Speed of electric centrifugal pump	более 50 Гц over 50 Hz	40 Гц Hz	

Оценим риск эрозионного износа ГНО на скважине № 1 Северо-Комсомольского месторождения. Износ рабочих органов УЭЦН способны вызывать частицы с твердостью более 5 по шкале Мооса. Индекс агрессивности характеризует способность частиц песка вызывать абразивный износ оборудования и может быть рассчитан по формуле:

$$AI = 0,3P_{d<250} + 10(1 - K_{окр}) + 10(1 - K_{сфер}) + 0,25P_{нер} + 0,25P_{кварц},$$

где $P_{d<250}$ – массовая доля частиц размером меньше 250 мкм в пробе, %; $K_{окр}$ – средний коэффициент

округлости твердых частиц по шкале API; $K_{сфер}$ – средний коэффициент сферичности твердых частиц по шкале API; $P_{нер}$ – массовая доля частиц нерастворимого в кислоте остатка, %; $P_{кварц}$ – массовая доля кварца в изучаемой пробе, %.

Для пласта ПК₁ значение коэффициента сферичности и округлости принимается равным 0,9.

Скорость потока в НКТ и скорость потока между ПЭД и эксплуатационной колонной рассчитываются по формулам:

$$v_{НКТ} = \frac{Q_{ж}}{86400 \cdot S_{НКТ}} = \frac{115}{86400 \cdot 0,003} = 0,44;$$

$$v_{\text{нкт}} = \frac{Q_{\text{ж}}}{86400 \cdot (S_{\text{жк}} - S_{\text{пзд}})} = \frac{115}{86400 \cdot (0,0205 - 0,0107)} = 0,136.$$

Чтобы определить количество кварцевых частиц, размер которых более 100 мкм, вспомним, что ранее нами определено, что доля частиц размером меньше 73 мкм будет составлять 90 %. Соответственно, доля частиц с размером более 100 мкм не может превышать 10 %.

Оценка показала, что скважина № 1 Северо-Комсомольского месторождения будет входить в осложнённый фонд по причине эрозионной агрессивности. Существует вероятность абразивного износа электроцентробежного насоса [34–36].

Применение моделирования не подразумевает улучшения экономических показателей разработки месторождения за счёт увеличения добычи нефти. Однако, зная режимы движения песка в скважине, зоны и время образования песчаных пробок, может быть спланирован планово-предупредительный ремонт скважины.

Моделирование добывающих скважин с учётом транспорта песка по стволу позволит более грамотно подходить к планированию и оптимизации работ, в том числе позволит своевременно проводить планово-предупредительную очистку скважины от накопившегося песка.

Заключение

На основании проведённой работы можно сделать следующие выводы:

1. При текущих режимных параметрах работы скважины № 1 Северо-Комсомольского месторождения неизбежно образование песчаной пробки как в эксплуатационной колонне, так и в горизонтальном хвостовике. В горизонтальной части скважины накопление песка будет происходить в зоне, ближней к «носки» скважины. Высокий риск образования песчаной пробки в месте стыковки хвостовика и эксплуатационной колонны из-за резкого снижения скорости потока.
2. Обеспечение полного выноса механических частиц может быть достигнуто только за счёт увеличения скорости потока, т. е. за счёт увеличения дебита жидкости на скважине. Для предотвращения образования песчаной пробки в эксплуатационной колонне при обводнённости 4 % критическая скорость потока жидкости должна

превышать 0,123 м/с, что соответствует дебиту 214 м³/сут.

3. Увеличение обводнённости продукции на скважине № 1 благоприятно скажется на транспорте песка в горизонтальном участке за счёт роста дебита жидкости и скорости соответственно.
4. Рост газового фактора, наоборот, негативно повлияет на режим движения песка. Большое количество свободного газа на приёме насоса снижает КПД установки и приводит к снижению дебита и скорости потока.
5. Количество взвешенных частиц в изучаемых пределах (от 20 до 2000 мг/л) не оказывает значительного влияния на транспорт песка в скважине. Зоны с неподвижным песком наблюдаются в одних и тех же участках. Однако увеличение КВЧ приведёт к более быстрому накоплению песка и раннему образованию песчаной пробки.
6. Критическая скорость для смеси «нефть–вода» мало зависит от размера частиц. Однако для смеси «нефть–газ» увеличение диаметра частиц приводит к росту скорости.
7. Критические скорости для потоков с частицами диаметром 50 и 200 мкм практически одинаковы. По этой причине нет необходимости устанавливать скважинные фильтры с маленьким размером зазора. Рекомендуется устанавливать проволочные фильтры с апертурой 200 мкм вместо 150 мкм, что позволит снизить перепад давления на фильтре и увеличить коэффициент продуктивности скважины.
8. При текущих режимных параметрах работы скважины № 1 ожидается образование песчаной пробки в эксплуатационной колонне через 145 сут. после начала добычи. Рекомендуется провести очистку скважины заранее (через 120–130 сут.).
9. На скважине присутствует риск абразивного износа электроцентробежного насоса, так как для механических примесей характерно высокое значение индекса агрессивности.

Оценить, способна ли скважина обеспечивать вынос твёрдых частиц из горизонтального участка, можно с помощью моделирования в специализированных программных продуктах. Для условий рассматриваемого Северо-Комсомольского нефтегазо-конденсатного месторождения проведение лабораторных исследований совместно с моделированием позволит сделать выбор наиболее эффективного скважинного фильтра.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Северо-Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение // Горные ведомости. – 2006. – № 11 (30). – С. 78–85.
2. Галиев А.В. Оптимизация проектной длины горизонтальных скважин при добыче высоковязкой нефти Северо-Комсомольского месторождения // Проблемы и тенденции развития инновационной экономики: международный опыт и российская практика: материалы VI Международной научно-практической конференции. – Уфа, 31 октября 2017. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. – С. 81–84.

3. Разработка новой системы противопесочных фильтров с повышенной устойчивостью к эрозионному воздействию на примере скважин Северо-Комсомольского месторождения / М.Т. Нухаев, Д.С. Котов, А.А. Голубь, В.А. Кабанов // Горизонтальные скважины 2022: сборник материалов 5-й научно-практической конференции. – Сочи, 10–14 октября 2022. – М.: ООО «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ», 2022. – С. 12–15.
4. Grigorev M.B., Tananykhin D.S., Poroshin M.A. Sand management approach for a field with high viscosity oil // Journal of Applied Engineering Science. – 2020. – Vol. 18. – № 1. – P. 64–69. DOI: 10.5937/jaes18-24541
5. Шиян С.И., Шаблий И.И. Пескопроявления в скважинах: предупреждение и борьба с ними. – Краснодар: Изд-во «КубГТУ», 2022. – 263 с.
6. Экспериментальные исследования пропускной способности фильтра тонкой очистки / Р.Н. Бахтизин, К.Р. Уразаков, С.В. Смольников, М.Е. Политов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 122–124.
7. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский, А.В. Лаврентьев, О.В. Савенко, А.Т. Кошелев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
8. Близиюков В.Ю., Еганынц Р.Т. Пескопроявление и предупреждение повреждения обсадных колонн в процессе эксплуатации скважин // Инженер-нефтяник. – 2008. – № 1. – С. 13–15.
9. О механизме пескопроявления при разработке слабосцементированных песчаных пластов с АВПД / В.Ю. Близиюков, А.Г. Гиляев, Р.Ф. Исламов, З.Х. Моллаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 11. – С. 16–20.
10. Гаджиев А.А., Толепбергенов Е.К. Промысловые испытания нового состава для крепления слабосцементированных пород призабойной зоны скважин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2015. – № 4. – С. 31–35.
11. Бабазаде Э.М. Роль интеллектуальных скважин в осуществлении контроля над пескопроявлением // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2011. – № 3. – С. 39–43.
12. Дроздов Н.А. Фильтрационные исследования на кернах и насыпных моделях Уренгойского месторождения для определения эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов и нефти из нефтяных оторочек // Записки Горного института. – 2022. – Т. 257. – С. 783–794. DOI: 10.31897/PMI.2022.71
13. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – С. 658–666. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.5
14. Курочкин М.К. Применение гидрофобного полимерного тампонажного состава для предупреждения и ликвидации пескопроявлений в скважинах // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 1. – С. 18–20.
15. Мардашов Д.В., Лиманов М.Н. Повышение эффективности глушения нефтяных скважин на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с аномально низкими пластовыми давлениями // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 7. – С. 185–194. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3707
16. Раджаоалисон Х., Злотковский А., Рамболаманана Ж. Определение механических свойств песчаника неразрушающим методом // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 113–117. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.113
17. Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Kusova L.G. Improvement of hydraulic facing technology by modeling permeability formed cracks for specific mining and geological conditions // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Series «International Science and Technology Conference “Earth Science”», ISTC EarthScience 2022. – Chapter 3. – 2022. – P. 042021. DOI: 10.1088/1755-1315/988/4/042021
18. Савенко О.В. Разработка принципов, методов и технологий ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – № S46. – С. 3–60.
19. Тананыхин Д.С., Петухов А.В., Шагиахметов А.М. Химический способ крепления слабосцементированных песчаников в эксплуатационных скважинах подземного газохранилища // Записки Горного института. – 2013. – Т. 206. – С. 107–111. URL: <https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/5448> (дата обращения 15.08.2023).
20. Karakan E., Shimobe S., Sezer A. Effect of clay fraction and mineralogy on fall cone results of clay-sand mixtures // Engineering Geology. – 2020. – Vol. 279. – P. 105887.
21. The effect of granularity on surface roughness and contact angle in wood sanding process / B. Luo, J. Zhang, X. Bao, H. Liu, L. Li // Measurement. – 2020. – Vol. 165. – P. 108133.
22. Effectiveness of an eco-friendly polymer composite sand-fixing agent on sand fixation / G. Ma, F. Ran, E. Feng, Zh. Dong, Z. Lei // Water, Air & Soil Pollution. – 2015. – Vol. 226. – № 7. – P. 1–12.
23. Собога И., Маларев В.И., Коптева А.В. Расчёт теплопроводности нефтенасыщенных песчаных грунтов // Записки Горного института. – 2019. – Т. 238. – С. 443–449. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.443
24. Шиян С.И., Шаблий И.И. Применение беструбного гидробура для удаления песчаных пробок // RESEARCH. ENGINEERING. EXTREME. 2021: материалы Международной научно-практической конференции. – Краснодар, 03 июня 2021. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2021. – С. 362–370.
25. A comparison between the consistency limits of lateritic soil fractions passing through sieve numbers 40 and 200 / L.O. Afolagboye, Yu.A. Abdu-Raheem, D.E. Ajayi, A.O. Talabi // Innovative Infrastructure Solutions. – 2021. – Vol. 6. – № 2. – P. 1–8.
26. Biodegradation of atrazine in sand sediments and in a sand-filter / S.J. Goux, M. Ibanez, M. van Hoorick, P. Debongnie, S.N. Agathos, L. Pussemier // Applied Microbiology and Biotechnology. – 2000. – Vol. 54. – № 4. – P. 0589–0596.
27. A new approach for selecting sand-control technique in horizontal openhole completions / M. Parlar, R.J. Tibbles, B. Gadiyar, B. Stamm // SPE Drilling and Completion. – 2016. – Vol. 31. – № 1. – P. 4–15.
28. Peretomode E., Oluyemi G., Faisal N.H. Sand production due to chemical-rock interaction. A review // Engineering failure analysis. – 2022. – P. 106745.
29. Experience in the application of hydrocarbon optical studies in oil field development / I.R. Raupov, E.U. Safiullina, R.N. Burkhanov, A.A. Lutfullin, A.V. Maksyutin, A.D. Lebedev // Energies. – 2022. – Vol. 15. – № 10. DOI: 10.3390/en15103626

30. Saychenko L.A., Tananykhin D.S., Ashena R. Prevention of scale in the downhole equipment and productive reservoir during the oil well operation // *Journal of Applied Engineering Science*. – 2021. – Vol. 19. – № 2. – P. 363–368. DOI: 10.5937/jaes0-29696
31. Мардашов Д.В., Бондаренко А.В., Раупов И.Р. Методика расчёта технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте // *Записки Горного института*. – 2022. – Т. 258. – С. 881–894. DOI: 10.31897/PMI.2022.16
32. Shahsavari M.H., Khamsehchi E. Optimum selection of sand control method using a combination of MCDM and DOE techniques // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 171. – P. 229–241.
33. Srikanth V., Mishra A.K. A laboratory study on the geotechnical characteristics of sand-bentonite mixtures and the role of particle size of sand // *International Journal of Geosynthetics and Ground Engineering*. – 2016. – Vol. 2. – № 1. – P. 1–10.
34. Experimental evaluation of the multiphase flow effect on sand production process: prepack sand retention testing results / D.S. Tananykhin, M.B. Grigorev, M.I. Korolev, T.I. Solovyev, N.N. Mikhailov, M.A. Nesterov // *Energies*. – 2022. – Vol. 15. – № 13. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15134657>
35. Effect of wire design (profile) on sand retention parameters of wire-wrapped screens for conventional production: prepack sand retention testing results / D.S. Tananykhin, M.B. Grigorev, E. Simonova, M.I. Korolev, I.A. Stecyuk, L. Farrakhov // *Energies*. – 2023. – Vol. 16. – № 5. – P. 2438. <https://doi.org/10.3390/en16052438>
36. Xie L., Dong Zh., Zheng X. Experimental analysis of sand particles' lift-off and incident velocities in wind-blown sand flux // *Acta Mechanica Sinica*. – 2006. – Vol. 21. – № 6. – P. 564–573.

Информация об авторах

Ольга Вадимовна Савенок, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. Savenok_OV@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1312-4312>

Наиля Халимовна Жарикова, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0009-0006-2943-4760>

Александр Евгеньевич Верисокин, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1. verisokin.aleksandr@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6530-4126>

Абдул-Гапур Гусейнович Керимов, доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1. akerimov@ncfu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-4880-787X>

Ашот Страевич Арутюнян, кандидат технических наук, доцент кафедры высшей математики, Кубанский государственный технологический университет, Россия, 350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2. mereniya@mail.ru

Поступила 31.08.2023

Прошла рецензирование: 27.09.2023

Принята к публикации: 23.05.2024

REFERENCES

1. Severo-Komsomolskoe oil and gas condensate field. *Mining statements*, 2006, no. 11 (30), pp. 78–85. (In Russ.)
2. Galiev A.V. Optimization of the design length of horizontal wells in the production of high-viscosity oil of the Severo-Komsomolskoe field. *Problems and trends in the development of the innovative economy: international experience and Russian practice. Materials of the VI International scientific and practical conference*. Ufa, Ufa State Oil Technical University Publ., 2017. pp. 81–84. (In Russ.)
3. Nukhaev M.T., Kotov D.S., Golub A.A., Kabanov V.A. Development of a new system of anti-sand filters with increased resistance to erosion effects on the example of wells of the Severo-Komsomolskoe field. *Horizontal wells 2022. Collection of materials of the 5th scientific and practical conference*. Moscow, «EAGE GEOMODEL» LLC Publ., 2022. pp. 12–15. (In Russ.)
4. Grigorev M.B., Tananykhin D.S., Poroshin M.A. Sand management approach for a field with high viscosity oil. *Journal of Applied Engineering Science*, 2020, vol. 18, no. 1, pp. 64–69. DOI: 10.5937/jaes18-24541
5. Shiyan S.I., Shabliy I.I. *Sand shows in wells: prevention and control*. Krasnodar, Kuban State Technological University Publ., 2022. 263 p. (In Russ.)
6. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Smolnikov S.V., Politov M.E. Experimental studies of the throughput of a fine filter. *Oil industry*, 2014, no. 9, pp. 122–124. (In Russ.)
7. Berezovskiy D.A., Lavrentiev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Developing physic-chemical models and methods for forecasting reservoirs the condition. *Oil industry*, 2014, no. 9, pp. 84–86. (In Russ.)
8. Bliznyukov V.Yu., Eganyants R.T. Sand manifestation and prevention of damage to casing strings during well operation. *Petroleum Engineer*, 2008, no. 1, pp. 13–15. (In Russ.)

9. Bliznukov V.Yu., Gilaev A.G., Islamov R.F., Mollaev Z.Kh. Some aspects of sand appearance during development of weakly-cemented sand formations with abnormally high formation pressure. *Construction of oil and gas wells on land and offshore*, 2010, no. 11, pp. 16–20. (In Russ.)
10. Gadzhiev A.A., Tolepbergenov E.K. Field tests of a new composition for fastening weakly cemented rocks in the bottomhole zone of wells. *Scientific works of NIPI Neftegaz SOCAR*, 2015, no. 4, pp. 31–35. (In Russ.)
11. Babazade E.M. The role of smart wells in controlling sand production. *Scientific works of NIPI Neftegaz SOCAR*, 2011, no. 3, pp. 39–43. (In Russ.)
12. Drozdov N.A. Filtration studies on cores and sand packed tubes from the Urengoy field for determining the efficiency of simultaneous water and gas injection on formation when extracting condensate from low-pressure reservoirs and oil from oil rims. *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 257, pp. 783–794. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2022.71
13. Zhukov V.S., Kuzmin Yu.O. Experimental evaluation of compressibility coefficients for fractures and intergranular pores of an oil and gas reservoir. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 251, pp. 658–666. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2021.5.5
14. Kurochkin M.K. The use of a hydrophobic polymer cement composition for the prevention and elimination of sand in wells. *Petroleum Engineer*, 2012, no. 1, pp. 18–20. (In Russ.)
15. Mardashov D.V., Limanov M.N. Improving the efficiency of oil well killing at the fields of the Volga-Ural oil and gas province with abnormally low reservoir pressure. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 7, pp. 185–194. (In Russ.)
16. Rajaoalison H., Zlotkowski A., Rambolamanana G. Mechanical properties of sandstone using non-destructive method. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 241, pp. 113–117. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2020.1.113
17. Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Kusova L.G. Improvement of hydraulic facing technology by modeling permeability formed cracks for specific mining and geological conditions. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Series «International Science and Technology Conference «Earth Science»», ISTC EarthScience 2022. Chapter 3», 2022, p. 042021. DOI: 10.1088/1755-1315/988/4/042021*
18. Savenok O.V. Development principle, methods and technology of resources saving for oil producing with provision for complex factors. *Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal)*, 2013, no. S46, pp. 3–60. (In Russ.)
19. Tananykhin D.S., Petukhov A.V., Shagiakhmetov A.M. Chemical method of fastening weakly cemented sandstones in production wells of an underground gas storage. *Journal of Mining Institute*, 2013, vol. 206, pp. 107–111. (In Russ.)
20. Karakan E., Shimobe S., Sezer A. Effect of clay fraction and mineralogy on fall cone results of clay-sand mixtures. *Engineering Geology*, 2020, vol. 279, p. 105887.
21. Luo B., Zhang J., Bao X., Liu H., Li L. The effect of granularity on surface roughness and contact angle in wood sanding process. *Measurement*, 2020, vol. 165, p. 108133.
22. Ma G., Ran F., Feng E., Dong Zh., Lei Z. Effectiveness of an eco-friendly polymer composite sand-fixing agent on sand fixation. *Water, Air & Soil Pollution*, 2015, vol. 226, no. 7, pp. 1–12.
23. Sobota J., Malarev V.I., Kopteva A.V. Calculation of oil-saturated sand soils' heat conductivity. *Journal of Mining Institute*, 2019, vol. 238, pp. 443–449. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2019.4.443
24. Shiyan S.I., Shabliy I.I. The use of a tubeless hydraulic drill for removing sand plugs. *Research. Engineering. Extreme. 2021. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference*. Krasnodar, Yug Publ. House, 2021. pp. 362–370. (In Russ.)
25. Afolagboye L.O., Abdu-Raheem Yu.A., Ajayi D.E., Talabi A.O. A comparison between the consistency limits of lateritic soil fractions passing through sieve numbers 40 and 200. *Innovative Infrastructure Solutions*, 2021, vol. 6, no. 2, pp. 1–8.
26. Goux S.J., Ibanez M., Van Hoorick M., Debongnie P., Agathos S.N., Pussemier L. Biodegradation of atrazine in sand sediments and in a sand-filter. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 2000, vol. 54, no. 4, pp. 0589–0596.
27. Parlar M., Tibbles R.J., Gadiyar B., Stamm B. A new approach for selecting sand-control technique in horizontal openhole completions. *SPE Drilling and Completion*, 2016, vol. 31, no. 1, pp. 4–15.
28. Peretomode E., Oluyemi G., Faisal N.H. Sand production due to chemical-rock interaction. A review. *Engineering failure analysis*, 2022, p. 106745.
29. Raupov I.R., Safiullina E.U., Burkhanov R.N., Lutfullin A.A., Maksyutin A.V., Lebedev A.D. Experience in the application of hydrocarbon optical studies in oil field development. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 10. DOI: 10.3390/en15103626
30. Saychenko L.A., Tananykhin D.S., Ashena R. Prevention of scale in the downhole equipment and productive reservoir during the oil well operation. *Journal of Applied Engineering Science*, 2021, vol. 19, no. 2, pp. 363–368. DOI: 10.5937/jaes0-29696
31. Mardashov D.V., Bondarenko A.V., Raupov I.R. Technique for calculating technological parameters of non-Newtonian liquids injection into oil well during workover. *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 258, pp. 881–894. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2022.16
32. Shahsavari M.H., Khamsehchi E. Optimum selection of sand control method using a combination of MCDM and DOE techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 171, pp. 229–241.
33. Srikanth V., Mishra A.K. A laboratory study on the geotechnical characteristics of sand-bentonite mixtures and the role of particle size of sand. *International Journal of Geosynthetics and Ground Engineering*, 2016, vol. 2, no. 1, pp. 1–10.
34. Tananykhin D.S., Grigorev M.B., Korolev M.I., Solovyev T.I., Mikhailov N.N., Nesterov M.A. Experimental evaluation of the multiphase flow effect on sand production process: prepack sand retention testing results. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 13. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15134657>
35. Tananykhin D.S., Grigorev M.B., Simonova E., Korolev M.I., Stecyuk I.A., Farrakhov L. Effect of wire design (profile) on sand retention parameters of wire-wrapped screens for conventional production: prepack sand retention testing results. *Energies*, 2023, vol. 16, no. 5, p. 2438. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16052438>
36. Xie L., Dong Zh., Zheng X. Experimental analysis of sand particles' lift-off and incident velocities in wind-blown sand flux. *Acta Mechanica Sinica*, 2006, vol. 21, no. 6, pp. 564–573.

Information about the authors

Olga V. Savenok, Dr. Sc., Professor, Saint Petersburg Mining University, 2, 21 line, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. Savenok_OV@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1312-4312>

Nailya Kh. Zharikova, Cand. Sc., Associate Professor, Saint Petersburg Mining University, 2, 21 line, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru, <https://orcid.org/0009-0006-2943-4760>

Alexander E. Verisokin, Cand. Sc., Associate Professor, North Caucasian Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. verisokin.aleksandr@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6530-4126>

Abdul-Gapur H. Kerimov, Dr. Sc., Associate Professor, North Caucasian Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. akerimov@ncfu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-4880-787X>

Ashot S. Arutyunyan, Cand. Sc., Associate Professor, Kuban State Technological University, 2, Moskovskaya street, Krasnodar, 350072, Russian Federation. mereniya@mail.ru

Received: 31.08.2023

Revised: 27.09.2023

Accepted: 23.05.2024