

УДК 622.279.74

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И БОРЬБА С ВЫНОСОМ ПЕСКА  
НА ТАГУЛЬСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**SAND PREVENTION AND CONTROL  
ON THE TAGUL'SKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

**Каграманов Артур Геннадьевич**

студент направления подготовки  
21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
(магистерская программа «Эксплуатация скважин  
в осложнённых условиях»),  
Санкт-Петербургский горный университет  
zarazman2017@gmail.com

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Аннотация.** Проблема выноса песка на месторождениях России актуальна как никогда. Только по статистике ПАО «Роснефть» причиной 66 % отказов ЭЦН являются механические примеси, опережая по причинённому вреду коррозию и отложения парафина. Что ещё более усложняет данную проблему, так это отсутствие универсального, эффективного и экономически рационального метода предотвращения и борьбы с выносом песка. В статье проанализированы наиболее актуальные отечественные и зарубежные методы предотвращения и борьбы выносом песка, учитывая физические, химические и технологические методы. Выполнен анализ новых методов увеличения рентабельности месторождений, осложнённых механическими примесями, в том числе и интеграции совсем новых технологий. Показано, что в данный момент характер предупреждения и борьбы с механическими примесями в нефтегазовой отрасли носит сугубо консервативный характер. Существует эффективная альтернатива консервативным методам контроля пескопроявления, однако она нуждается как в предельно точной геологической модели пласта, так и в умении лица, принимающего решения, управлять рисками. Выявлено экономически высокоэффективное использование искусственных нейронных сетей при построении геологической модели пескопроявления.

**Ключевые слова:** мониторинг процесса пескопроявления; влияние обводнённости на пескопроявление; методы контроля выноса песка; проблема экономической рентабельности; проблема химической обработки; нововведения химической обработки; нейронные сети для прогнозирования выноса песка.

**Kagramanov Arthur Gennadievich**

Student Training Direction 21.04.01  
«Oil and Gas Business»  
(Master's Program «Operation  
of Wells in Complicated Conditions»),  
Saint Petersburg Mining University  
zarazman2017@gmail.com

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the Department  
of Development and Operation  
of Oil and Gas Fields,  
Saint Petersburg Mining University  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Annotation.** The problem of sand removal in the fields of Russia is more relevant than ever. Only according to the statistics of «Rosneft» public joint stock company, mechanical impurities are the cause of 66% of electric centrifugal pumps failures, ahead of corrosion and paraffin deposits in terms of damage caused. Further complicating the problem is the lack of a universal, efficient and cost-effective method to prevent and control sand production. The article analyzes the most relevant domestic and foreign methods for preventing and controlling sand drift, taking into account physical, chemical and technological methods. The analysis of new methods for increasing the profitability of fields complicated by mechanical impurities, including the integration of completely new technologies, has been carried out. It is shown that at the moment the nature of the prevention and control of mechanical impurities in the oil and gas industry is purely conservative. There is an effective alternative to conservative sand control methods, but it requires both an extremely accurate geological model of the reservoir and the ability of the decision maker to manage risks. The cost-effective use of artificial neural networks in the construction of a geological model of sand production has been revealed.

**Keywords:** monitoring of the sand manifestation process; effect of water cut on sand production; sand control methods; problem of economic profitability; problem of chemical processing; innovations in chemical processing; neural networks for sand forecasting.

**В**ведение

Вынос песка при добыче углеводородов – проблема мирового масштаба. Добыча высокой концентрации механических примесей всегда имеет значительные

последствия для разработки месторождений. Вынос песка из неконсолидированного пласта является очень сложной проблемой, так как она значительно сокращает срок эксплуатации скважины. В нефтегазовой промышленности огромное количество финансовых средств ежегодно тратится на очистку скважин от песка. Вынос песка также ограничивает дебит скважины, что приводит к огромным экономическим потерям. При возникновении опасений по поводу выноса песка в разрабатываемом месторождении, предупреждение и борьба с песком являются необходимыми действиями.

В настоящее время с проблемой добычи песка помимо России, сталкиваются такие районы добычи нефти и газа, как побережье Мексиканского залива США, Северное море, Китай, Канада, Калифорния, Венесуэла, Западная Африка, Индонезия и Малайзия. Успешный уровень добычи достигается за счёт соответствующего процесса мониторинга и контроля притока песка, давления в скважине и дебита. В последние 10 лет процесс борьбы с песком в традиционном пласте нефтегазового коллектора применяется на многих скважинах по всему миру и показывает увеличение дебитов добычи углеводородов.

Для эффективной разработки Тагульского нефтегазоконденсатного месторождения, важно поддерживать добычу в соответствии с утвержденными документами. Однако в процессе разработки возникают многочисленные осложняющие факторы, приводящие к снижению коэффициента извлечения углеводорода, в том числе пескопроявление. Ежегодно уровень затрат на предотвращение и защиту оборудования от негативного влияния механических примесей постоянно растёт в процессе разработки месторождения. В связи с этим, главной целью является поиск решения данной проблемы наиболее эффективным и малозатратным методом [1].

Задачей данного исследования будет рассмотреть наиболее актуальные и эффективные методы борьбы и предотвращения пескопроявления. Объектом исследования является выработка песка при добыче углеводорода.

Выработка песка происходит, когда нагрузка на пласт превышает прочность пласта и приводит к разрушению породы. Разрушение породы происходит из-за тектонической активности, давления вскрытых пород, порового давления, напряжения вызванного во время бурения, а также возникающей силой сопротивления жидкости. Факторы, которые влияют на склонность пласта к образованию песка, можно классифицировать на две категории: поток флюида и влияние прочности породы. Частицы песка могут состоять как из обычных твёрдых частиц, так и частей продуктивного пласта. Само по себе появление частей продуктивного пласта, которые не входят в рамки пластовой механики, является в большей мере преимуществом, чем недостатком, так как они могут легко перемещаться внутри пласта и не закупоривать его. Обычно дебит добычи регулярно поддерживается на низком уровне, чтобы исключить появление частиц, но в некоторых ситуациях низкий дебит добычи является экономически нецелесообразным, прямо влияет на это – степень консолидации [2].

Степень консолидации указывает на способность удерживать открытые перфорационные отверстия, тесно связанную с тем, насколько прочно отдельные песчинки связаны друг с другом. Как правило, цементация песчаника происходит в результате вторичного геологического процесса, при котором более старые отложения или более глубокие пласты имеют тенденцию быть более плотными, чем более молодые отложения или неглубокие пласты. В результате этого добыча песка обычно является проблемой при добыче из неглубоких и более молодых осадочных формаций. Такие формации встречаются по всему миру, например, в Северной и Южной Америке (Мексиканский залив, Калифорния, Венесуэла), в Африке (Нигерия, Египет), в Европе (Франция, Италия), в Азии (Тринидад, Китай, Малайзия, Бруней, Индонезия) и др. В целом, молодые третичные осадочные формации содержат незначительный цементирующий матричный материал, связывающий песчинки вместе, и такие формации часто называют «неконсолидированными» или «слабоконсолидированными». Механическое свойство породы, связанное со степенью консолидации, известно как «прочность на сжатие». Процесс закисления снижает прочность пласта на сжатие, следовательно, ослабляет консолидированный пласт. В целом, неконсолидированные пласты песчаника имеют прочность на сжатие менее 6,9 МПа [3].

### **Анализ существующих исследований по теме**

Существует два общих технологических подхода, используемых в борьбе с процессом производства песка:

- 1) предотвращение попадания механических частиц;
- 2) процесс пескопроявления и работа с последствиями попадания частиц породы в ствол скважины.

Пескопроявление происходит, если зёрна песка вокруг полости скважины разрушаются, а поскольку объём вытесненного песка постоянно оседает и накапливается на эксплуатационном оборудовании, для эффективной добычи скважины потребуются очистка. Для восстановления прежнего уровня добычи, скважину необходимо заглушить, открыть поверхностное оборудование и вручную удалить песок. Кроме того, необходимо учитывать стоимость отложенной добычи. Поэтому многие операторы просто решают установить систему контроля песка или стимулировать пласт, если угроза высокого пескопроявления мала, без обязательной оценки или прогнозирования потенциала песка. Сита и гравийные фильтры широко используются для предотвращения поступления песка в ствол скважины и на поверхность. Тем не менее, первоначальные затраты обычно высоки, и они не освобождают от дальнейших проблем. Системы сит сопряжены с риском выхода из строя в результате обрушения и разрыва. Гравийные фильтры могут выйти из строя из-за разрушения и закупорки высокопроницаемого гравия. При другом подходе, обработка с целью консолидации песка, целью которого является добиться выброса небольшого количества песка из пласта или его отсутствия, но такая обработка часто приводит к снижению восстановленной проницаемости, и долговечность обработки не гарантируется. Во многих случаях при наличии заканчивания для контроля песка и просадки добычи в течение всего срока эксплуатации скважины для минимизации риска пескопроявления, приводит к несоответствию между желаемым и возможным дебитом жидкости. Большинство исследователей как российских, так и зарубежных сходятся во мнении, что существующие в настоящее время способы решения проблемы удаления разрушенных частиц продуктивных пластов имеют ряд недостатков, в реальных экономических условиях разработки нефтегазовых месторождений (особенно месторождений на завершающей стадии разработки) ограничивают возможность их применения. Решение данной проблемы в нефтегазодобыче стопориться, из-за отсутствия недорогих, высокоэффективных средств защиты скважинного оборудования от механических частиц, приносимых вместе с добываемым углеводородом [4].

### **Мониторинг пескопроявления**

Существует оперативный метод ограничения добычи песка – регулирование технологических параметров работы скважины, который заключается в снижении депрессии до минимально допустимых значений с целью предотвращения попадания частиц породы, но его недостаток вполне очевиден – искусственно заниженный дебит. В случае с высоковязкой нефтью эти факторы усугубляются многократно из-за низкого индекса продуктивности скважины, что сделало методику контроля песка предметом определённого интереса. Этот подход состоит из двух аспектов: тщательного и постоянного мониторинга рабочих параметров отдельных скважин и оптимизации рисков (в виде прогнозных расчётов и моделирования), которые неизбежно возникают при удалении породы из пласта без контроля. Учитывая эти аспекты, при использовании данного подхода стало понятно, что для получения общего понимания ситуации необходимо тщательное рассмотрение каждой скважины [5].

Кроме того, были изучены некоторые методы прогнозной аналитики, состоящие из [6]:

- 1) прогнозирование времени инициализации процесса разработки песка;
- 2) объём добычи песка;
- 3) способность частиц породы к миграции в призабойной зоне.

При сравнении подходов к ограничению добычи, таких как низкий уровень депрессии или специального заканчивания скважин, в сравнении с подходами поверхностной сепарации добытых твёрдых частиц, важно определить природу обрабатываемого песка. Твёрдые частицы имеют некоторые характеристики, такие как нераство-

римость, неорганический состав и недеформируемость, что связаны с добычей углеводородных жидкостей. Эти частицы попадают в пластовый флюид в виде нефти, газа, воды или их комбинации (многофазной жидкости). Тяжёлые нефти могут образовывать плотные твёрдые частицы, такие как парафины или асфальтены, однако эти компоненты обычно являются коллоидными, полурасстворимыми, органическими и деформируемыми и не входят в категорию добываемого песка. Эти компоненты имеют относительную плотность, близкую к углеводородной жидкости и склонность к агломерации, что препятствует эффективной обработке с помощью любого из процессов, т.е. сепараторов или просеивания. Также добавление растворителя или тепловой обработки необходимо для восстановления уровня дебита или удаления материалов из трубопроводных систем и сооружений. Когда неорганические твёрдые частицы образуются определённого размера и концентрации, требующие сепарационной обработки, эти частицы обычно называют «образовавшимися твёрдыми частицами». Этот материал классифицируется на две группы: природные и искусственные материалы. Основным фактором, представляющим интерес, являются физические свойства каждой категории твёрдых веществ, которые используются либо для исключения, либо для процесса разделения. Эти физические свойства состоят из размера частиц, формы, её распределения, плотности и концентрации. В таблице 1 показаны средние свойства твёрдых частиц. Образование песка описывается как гранулированный материал, имеет диаметр частиц от 0,0625 до 2 мм, и состоит в основном из диоксида кремния ( $\text{SiO}_2$ ) и некоторых других минералов. В целом существует 4 типа песка, которые классифицируются на основе изменения их свойств, и могут быть классифицированы как [7]:

- 1) зыбучий песок;
- 2) частично консолидированный песок;
- 3) рыхлый или полуконсолидированный песок;
- 4) консолидированный песок.

Таблица 1 – Физические свойства частиц [7]

Свойства	Натуральные частицы		Искусственные частицы		
	песок	глина	проппант	продукт коррозии	гравийный фильтр
Удельный вес	2,5–2,7	1,8–2,8	2,6–3,6	5,5–6,0	2,6–3,0
Коэффициент формы	0,2–0,5	0,1–0,3	0,5–0,9	0,1–0,5	0,5–0,9
Размер (мкм)	25–600	< 20	500–3000	10–10000	250–3500
Концентрация (мг/л)	5–100	< 5	До 20000	< 2	0

Обломки пласта образуются в результате ремонтных работ, в результате движения жидкости из пласта или в результате разрушения пластовой породы. Обе операции (добыча и ремонт скважин) могут привести к образованию остаточных фрагменты бурения и повреждение пластовой породы вокруг ствола скважины при использовании кислотной обработки или гидравлического разрыва пласта. Эти естественные частицы, образующиеся при капитальном ремонте скважин, могут иметь высокую начальную концентрацию (до 1 об. %) при возобновлении добычи, но их содержание в флюиде быстро становится меньше, концентрация частиц быстро становится меньше в течение нескольких дней до уровня концентрации < 1 мг/л. Таким образом, влияние природных частиц является непостоянным. С другой стороны, эти частицы образуются в результате сдвигом флюида при деградации забоя пласта или движением флюида из пласта, оказывают более длительное влияние на добычу флюидов.

Высокая скорость движения флюида через поры пласта, может удалять частицы (песок и глины) из матрицы пласта и транспортировать их к стволу скважины. Когда количество транспортируемого песка достигает устойчивого состояния что приводит к постоянной добыче песка (обычно 5–10 мг/л). Скачки производства частиц связаны с многофазным потоком, когда условия переходного состояния влияют на силы давления на пласт. Также, когда фронт флюида меняется на воду вместо нефти (т.е. вторжение воды). Эти ситуации могут увеличить концентрацию песка до 100 мг/л за не-

большой промежуток времени. Трудно предсказать скорость добычи природных частиц из-за сложности получения достоверных данных из забоя пластового песка и окружающего вещества. Существует множество моделей, доступных в литературы для прогнозирования начала пескообразования, но фактическая скорость пескообразования имеет высокий уровень неопределённости. Однако устройства для измерения и мониторинга песка способны выявлять катастрофические случаи пескования или обеспечить измерение концентрации частиц в режиме онлайн. Эти приборы необходимы при сбое в работе гравийной пачки или для прогнозирования начала критической скорости пескования при снижении давления. Отказ одной из операций (гравийной пачки или сита) приведет к высокой добыче пластовых материалов, скопившихся в кожухе скважины за её пределами плюс сопутствующий песок из гравийной пачки. В такой ситуации добыча песка может быть катастрофической и привести к повреждению объекта и экономические потери [8].

### Влияние обводнённости

Было установлено, что при различных дебитах и обводнённости, взаимосвязь количества взвешенных частиц от определённых параметров может или не наблюдаться, как, например, в случае со скоростью потока или уменьшение не влияет на количество взвешенных частиц в потоке жидкости, что является неожиданным (поскольку поток жидкости с большей скоростью должен увлекать больше частиц породы из пласта). Было установлено, что для скважин с дебитом жидкости < 100 м<sup>3</sup>/сут. существует значительная зависимость количества взвешенных частиц от количества воды (для скважин с дебитом жидкости > 100 м<sup>3</sup>/сут., зависимость отсутствует). Влияние обводнённости на процесс пластового разрушения пласта отмечалось неоднократно, что является определённым подтверждением того, что фазовый расход является одним из ключевых параметров, который необходимо учитывать при работе с плохо сцементированным пластом [9].

Авторы проанализировали опыт эксплуатации одного из объектов и построили распределение фонда скважин, классифицировав скважины как «сложные» или «несложные» по следующим критериям: дебиты (рис. 1), обводнённость (рис. 2) и целевое забойное давление (рис. 3). Из графиков видно, что эксплуатационные осложнения (отказы вследствие эрозионного износа или засорения механическими включениями скважинного насосного оборудования) в основном наблюдаются в фонде скважин с дебитом менее 100 м<sup>3</sup>/сут. и обводнённостью менее 50 %). Сопряжение скважин не всегда применимо из-за разницы в диаметре насосно-компрессорных труб диаметра, оборудования и других факторов, влияющих на процесс пескопроявления [10].

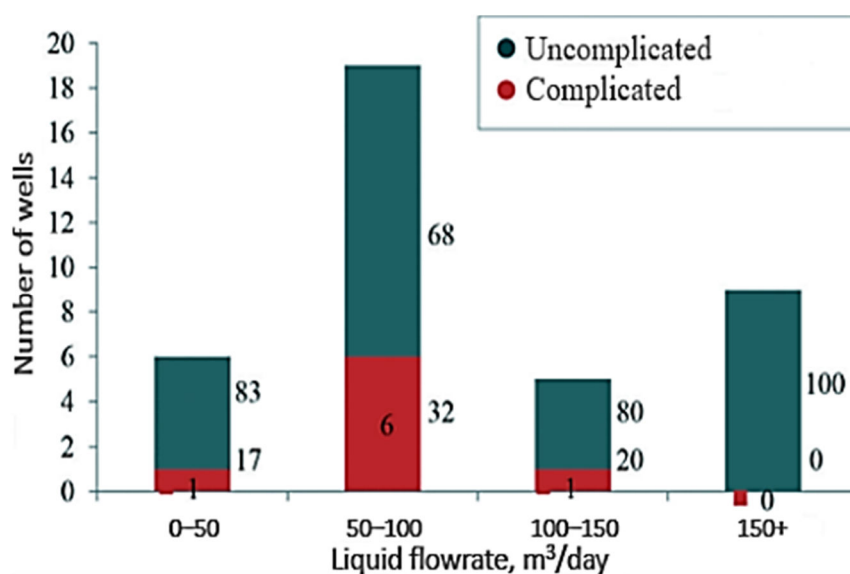


Рисунок 1 – Распределение фонда осложнённых песком скважин по дебиту жидкости [10]

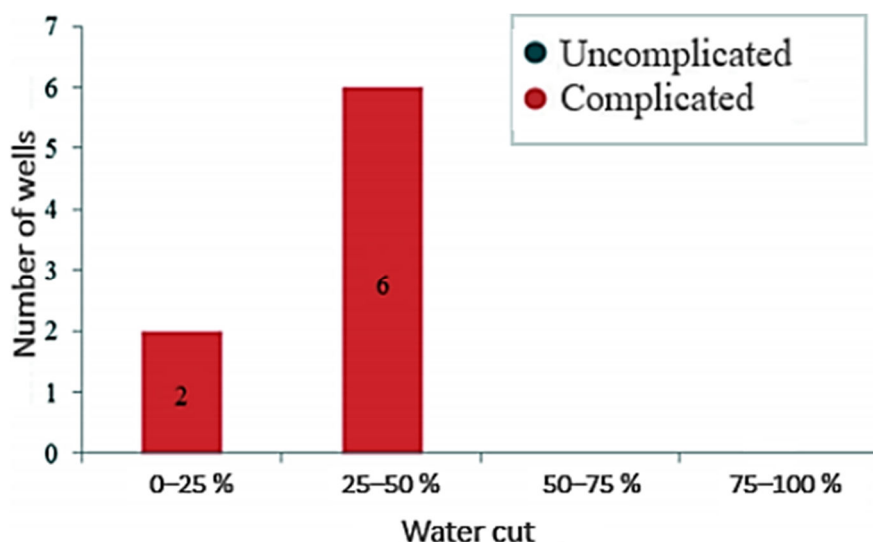


Рисунок 2 – Распределение фонда осложнённых песком скважин по количеству воды [10]

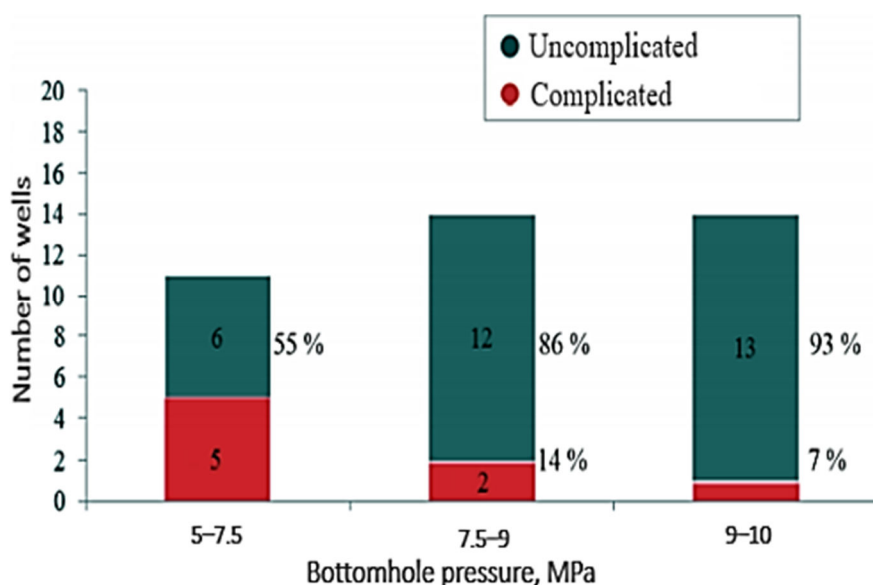


Рисунок 3 – Распределение фонда осложнённых песком скважин по забойному давлению [10]

Количество скважин для рассмотрения по первой категории (0–50 м<sup>3</sup>/сут.) в три раза меньше, чем по второй. Делать выводы на основании приведенных выше данных представляется сомнительным, поскольку двукратное увеличение дебита жидкости приводит к увеличению пескования. Тем не менее, дальнейшее увеличение дебита не приводит к осложнениям в скважине. Следует отметить, что многие авторы в ходе своих исследований установили, что количество выносимого песка увеличивается вместе с увеличением обводнённости. Тем не менее, на график выше не показывает этого эффекта, так как при обводнённости выше 50 % не наблюдается сложные скважины вообще.

При снижении забойного давления (в среднем, при большей депрессии на пласт), наблюдается зависимость более высокого уровня пескопроявления и осложнения. Это явление связано с низкой несущей способностью потока и с высокой вязкостью нефти, что объясняется более низкой скоростью седиментации песчаных частиц. Эксплуатация скважины осуществляется в соответствии с целевой программой управления забойным давлением программы, которая определяется требованиями рациональной разработки месторождения. Тенденция к снижению просадок в призабойной зоне пласта подтверждается анализом рисунка 3, где видно, что наименьшее количе-

ство отказов и осложнений в фонде скважин с плановым забойным давлением более 9 МПа, при начальном пластовом давлении 10,6 МПа. Таким образом, основным вопросом, представляющим научный и практический интерес, является прогнозирование наступления разрушения пласта и дальнейшее определение критического забойного давления (которое приводит к выделению песка вместе с пластовой жидкостью) и, в конечном итоге, к поиску оптимальной динамики снижения забойного давления.

#### Методы контроля выноса песка

Традиционные методы борьбы с песком, такие как химическое уплотнение, сетки с проволоочной обмоткой, гравийный фильтр, ГРП, расширяемые сита и т.д., реализуются на основе философии исключения песка: исключительно не допускать попадания песка в производственное оборудование. С другой стороны, чтобы полностью избежать попадания песка, традиционный метод заключается в минимизации дебита добычи для уменьшения количества песка, попадающего в ствол скважины. Стратегия контроля или исключения образования песка основана на анализе прогноза песка. В результате это привело к совершенствованию различных численных подходов для прогнозирования наступления пескообразования. Поэтому приток песка часто рассматривается как параметр, который ограничивает скорость добычи (и тем самым влияет на окупаемость проекта) [11].

Через вынужденные ограничения добычи, установленные с помощью установленных методы борьбы с песком, потери дебита из-за отказов оборудования и капитального ремонта, а также вынужденных ограничений добычи, которые имели место при низких предельных значениях максимального дебита без песка. Тем не менее, приток песка связан с механическим разрушением и расширением пластовой породы и удалением поврежденного компонента. Таблица 2 иллюстрирует обзор различных методов, применяемых для борьбы с образованием песка.

Как правило, борьба с песком означает высокочрезвычайные и низкорисковые решения, при которых менеджмент песка может привести к минимизации стоимости решения, но состоит из рискованных решений. Кроме того, возможные методы контроля и управления песком, которые могут быть применены, показаны в таблице 2 в сочетании с рекомендациями по выбору различных методов контроля песка и возможные случаи применения.

**Таблица 2** – Обзор различных методов предотвращения образования песка [11]

Метод контроля песка 1	Основные ограничения 2
Химическое уплотнение	Некоторое снижение проницаемости Проблемы с размещением и надежностью Только короткие интервалы
Сита, щелевые фильтры, специальные фильтры	Отсутствие зональной изоляции Высокие затраты на размещение и ремонт скважин Недолговечность устройств Закупорка и разрушение сита Эрозия сита Потенциальные повреждения во время установки
Внутренний гравийный фильтр	Снижение процесса интенсификации Затруднено размещение и ремонт скважин Высокая стоимость монтажа Увеличение скин фактора
Гравийный фильтр открытого типа	Снижение процесса интенсификации Сложность эксплуатации Необходимость проведения обширных работ по углублению скважины в большинстве случаев Затраты на установку
ГРП с дополнительным применением Frac-and-pack, Stress-Frac и использование песка со смоляным покрытием	Восстановление проницаемости Риски разрушения фильтра во время установки Контроль направления и извилистости проблемны (в наклонных скважинах) Контроль за локализацией трещин Обратный поток проппанта при добыче

Окончание таблицы 2

1	2
Селективная перфорация	Проблематично в относительно однородных пластах
	Необходимость в данных о прочности пласта
	Уменьшение площади притока
Направленная перфорация	Необходимость в тщательном каротаже
	Необходим теоретический анализ
	Специализированное оборудование
	Ограниченная проверка на месте
Ограничение уровня добычи	Эрозия оборудования
	Требуется мониторинг песка
	Требуется сепарация и утилизация
	Потеря потенциальной добычи

Для предотвращения движения песка с нефтяными или газовыми флюидами, добываемыми из углеводородсодержащих земных пластов, было разработано множество методов консолидации песка. Уплотнение пласта твёрдыми частицами, покрытыми смолой, насыщение неконсолидированного песчаного пласта связующей смолой и размещение обработанного смолой песка между свободным песком в стволе скважины и пластом для формирования экрана рассматриваются как химические методы. Эти подходы достигли различных результатов. Дисперсная смесь для консолидации песка – это смесь, в которой консолидирующая жидкость состоит из углеводородного носителя, смолы или смолообразующей смеси, диспергированной в ней вместе с количеством твёрдых частиц.

Процессы консолидации смолы были классифицированы по различным технологиям. Низкое давление закачки, минимальное время подготовки на месте скважины, короткое время обработки до восстановления добычи, высокая прочность на сжатие полученной матрицы, хорошая устойчивость к разрушению от скважинных жидкостей и обычно используемых обрабатывающих жидкостей и высокая удерживаемая проницаемость являются необходимыми характеристиками для практики консолидации. Некоторые типы смол в настоящее время используются для борьбы с песком. Примерами отверждаемых органических смол, которые могут быть использованы, являются полиэфирные смолы, фенолформальдегидные смолы, эпоксидные смолы, фурановые смолы, мочевиноформальдегидные смолы, уретановые смолы и комбинации таких смол. Процесс полимеризации смол осуществляется с помощью катализаторов или отверждающих агентов. Использование смол для уплотнения песка осуществляется в течение многих лет. Смолы наносятся непосредственно в пласт под высоким давлением при сбросе давления из насосно-компрессорных труб в скважинах или при перфорации в обсадной колонне. Химические методы имеют ряд существенных преимуществ перед механическими методами; однако высокая стоимость смол и трудности с поиском достаточно равномерной закачки химикатов ограничили их применение относительно короткими интервалами перфорации. Отверждаемая смола на осадённых твёрдых частицах вызывает или позволяет отвердеть, в результате чего между стволом скважины и рыхлым или некомпетентным песком в пласте образуется консолидированная проницаемая твёрдая пачка твёрдых частиц. Среди коммерческих процессов консолидации некомпетентных пластов некоторые разработаны как сервисными, так и исследовательскими компаниями, основным видом деятельности которых является добыча, переработка и продажа нефти [12].

#### **Теоретическое исследование решения проблемы**

Несмотря на то, что ранее были сделаны значительные улучшения, инструменты для пескования всё ещё не способны надёжно предсказать скорость и массу песка для всех проблем месторождения. Разработано много различных методов борьбы с песком, применяя механическое задержание (щелевой фильтр или сита), химическое уплотнение, гравийные фильтра или смесь этих методов для предотвращения попадания песка в ствол скважины, но все же существуют некоторые ограничения, например, не удастся полностью остановить добычу песка. Альтернативой допуску твёрдых частиц в пласт является добыча с использованием пластовых жидкостей, а затем разде-



ление фаз на установке. Такой многофазный опреснитель отделяет твёрдые частицы от добываемых углеводородов на дроссельном клапане либо до, либо после, либо перед сепаратором. Выбор оптимального метода зависит от всестороннего знания условий пласта и скважины, срока эксплуатации, затрат на вмешательство и обработки скважины, которая обеспечит максимальную устойчивую производительность скважины. Тем не менее, не существует конкретной схемы борьбы с песком, которая может работать для любого типа неконсолидированных коллекторов. Применение новой технологии борьбы с песком расширит наши знания о методах борьбы с песком и поможет выбрать подходящий для конкретного состояния пласта.

Большим особняком стоит вопрос об экономической рентабельности защиты от механических примесей. Так, все консервативные (традиционные) методы защиты от песка, хоть и обладают минимальным риском, что дает, некоторую частицу универсальности данных методов, обладают находящимся на грани экономической рациональности эффективностью. Ключевыми проблемами, считается вопрос как альтернативе традиционным методам, или необычные заимствования из других областей для решения проблем в нефтегазовой сфере. Отдельно стоит упомянуть постоянно расширяющиеся возможности химических смол и компонентов для фиксации и консолидации призабойной зоны пласта [13].

#### **Проблема экономической рентабельности**

Технология контроля песка по-прежнему является основным методом эксплуатации углеводородных ресурсов, осложненных механическими примесями и песками во всем мире. Однако в настоящее время большинство таких месторождений вступили в стадию истощения. В России имеется большое количество таких месторождений, пласты которых представлены рыхлыми, неконсолидированными породами. Установка таких систем защит всегда требует колоссальных капитальных затрат, и даже при этом, такая система не освобождает от индивидуального типа защиты для определённого месторождения. Проблема лежит и в самой философии рассмотрения проблемы контроля песка, намного проще ограничиться традиционным методом защиты и получать малую выгоду от этого. Но в некоторых случаях, можно рассмотреть само явление выноса песка не как осложнение, а как преимущество. При умеренной добыче механических примесей, составляющих часть продуктивного пласта, идет постепенное увеличение петрофизических свойств пласта. Естественно, если смотреть на экономические затраты компенсации вреда песка и получаемую выгоду, то у нас выходит неравномерная картина. Однако стоит и учитывать, что нефтегазовая отрасль, представляет собой стремительно развивающаяся область, которая постоянно заимствует технические наработки с других сфер и виртуозно интегрирует их в свое направление. И хоть с малой долей скепсиса, но всё же можно сказать, что в будущем, при определённом уровне развития технологий, мы можем минимизировать ущерб настолько, чтобы рассматривать явления выноса песка как более или менее стандартные условия. Но, возвращаясь к теме, стандартные методы контроля песка «морально устарели», и, принимая в расчёт, что лёгких для освоения месторождений в России не осталось, этой проблеме нужен свежий взгляд [14].

#### **Проблема химической обработки**

Нефтепромысловые химикаты используются при обработке пластов, заканчивании стволов скважин, бурении скважин и для повышения продуктивности пласта, что оказывает давление на пласт. Давление в результате этих процессов приводит к ослаблению пластовой породы, и ослабленная порода начинает отделяться, в результате чего образуется пластовый песок, а также пластовая жидкость (нефть). В нефтяной промышленности добыча песка представляет собой серьезную проблему со значительными финансовыми последствиями. Негативные финансовые последствия добычи песка делают крайне важным снижение добычи песка одновременно с оптимизацией добычи пластовой жидкости и поддержанием целостности объекта. Эффективный способ управления добычей песка зависит от нескольких факторов, поэтому необходим методический подход. Следует рассматривать такие факторы как производство песка в результате взаимодействия нефтепромысловых химикатов с горной породой, модели, используемые для прогнозирования производства песка, безопасность персо-

нала и обслуживание производственных объектов. Помимо определения времени начала добычи песка, некоторые модели могут определять скорость или количество добываемого песка, что может помочь в управлении добычей песка.

Химические методы борьбы с песком наиболее эффективные, но в тоже время и самые дорогие. Также химические методы приводят к снижению проницаемости, путем повышения скин-фактора. Стоит вопрос об использовании химического реагента, более селективного назначения, для минимизации потенциальных потерь [15].

#### **Международный и отечественный опыт решения проблемы**

Традиционный подход к добыче нефти из осложненных песком заключается в использовании фильтров и химической консолидации, основной проблемой которых является снижение проницаемости в околоскважинной зоне. Таким образом, добыча становится нерентабельной. Для повышения рентабельности добычи в таких условиях промышленности необходим новый подход - методы управления (менеджмент) песком. Эти методы способствуют сохранению естественных фильтрационных параметров пласта (пористость, проницаемость и т.д.) и, кроме того, повышению дебита. Основными элементами, которые стоит упомянуть, являются:

- 1) индивидуальный подход для каждой скважины;
- 2) необходимы тщательные исследования с использованием образцов керна, лабораторные исследования, моделирование с помощью компьютерных мощностей;
- 3) учёт поразительных свойств нефти;
- 4) комплексный анализ околоскважинной зоны для прогнозирования локальных точек прорыва, возможности разрушения прискважинной зоны;
- 5) учёт меньшего количества песчаных частиц и необходимость применения фильтров, экранов и других методов борьбы с песком [16].

Существует не так много исследований о свойствах песчаных арок и измерениях захватывающей силы жидкости. Большинство экспериментов проводилось только для того, чтобы увидеть эти структуры и проверить, есть ли какие-то особые моменты, которые следует исследовать в будущем. Есть исследования с большим количеством экспериментов, но они нежизнеспособны в российских условиях из-за очень высокой пористости (около 45 %) и очень низкой вязкости, поэтому необходимы новые эксперименты с более вязкой нефтью и менее пористой породой [17].

Хотя контроль песка был основной областью исследований и практики для работы с песком, менеджмент песка является альтернативной перспективой. Менеджмент песка – это метод добычи, который допускает ограниченное количество притока песка. Он основан на утверждении, что если допустить приток песка, то изменение петрофизических свойств может увеличить добычу за счёт увеличения коэффициента подвижности, такое увеличение пористости и проницаемости было замечено и документально подтверждено. Например, в пласте с холодной добычей тяжёлой нефти с песком пористость изменяется примерно от 30–50 %. Кроме того, увеличение коэффициента подвижности позволяет повысить добычу в сочетании со снижением затрат на установку заканчивания, что перевешивает дополнительные затраты, связанные с риском притока песка. Концептуальная разработка менеджмента песка разделена на шесть различных «этапов». Этап определяется набором изменений в техническом понимании пескования или взаимосвязи с риском. Эта классификация позволяет оптимизировать расход в соответствии с принципами SMan. На рисунке 4 наблюдаются три области:

- а) нет песка, где производство песка не появилось, поэтому эксплуатация без выноса песка ещё возможна;
- б) режим всплесков песка – это область расхода для данной прочности, в которой происходит управляемое спорадическая добыча песка. Поэтому, когда скорость потока достаточно увеличивается, граница неустойчивого пескования пересекается, и начинается следующий режим;
- в) возникает массивное пескопроявление, и вынос песка не может быть выгодным и/или экономично управляемым.

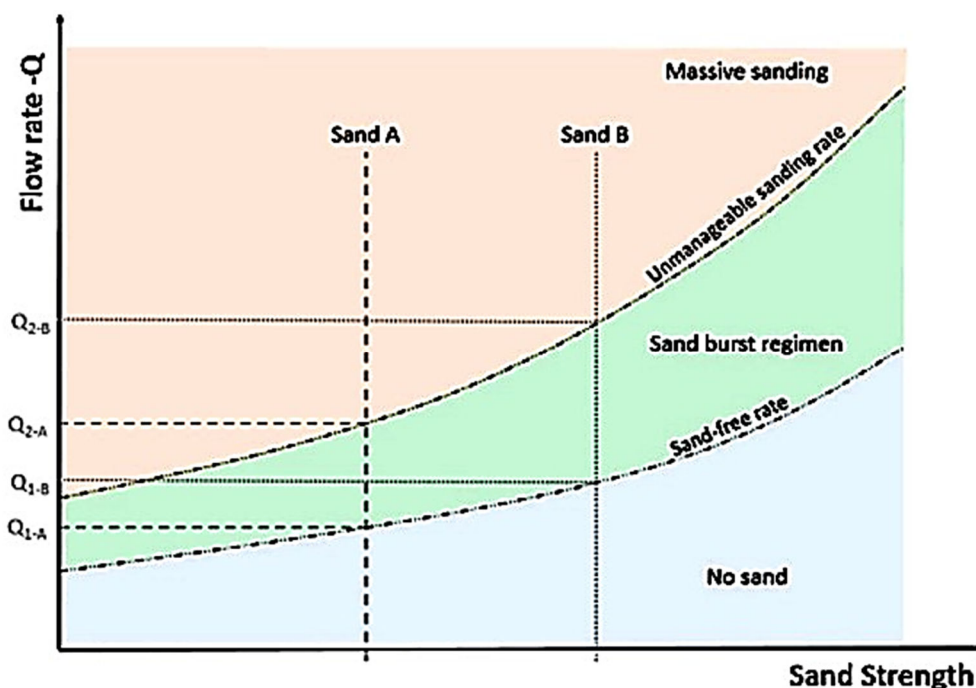


Рисунок 4 – Режим добычи песка [18]

Хотя этот метод кажется простым, описания режимов без песка и неустойчивого выноса механических примесей зависят от опыта и полевых данных. Поэтому данный метод сильно ограничен в планировании деятельности, так как знания не являются априорными [18].

На втором этапе мы можем рассмотреть технические и теоретические инструменты, необходимые для менеджмента песка. На этом этапе вопрос не обязательно заключается в том, какое действие совершить, но какие элементы должны быть интегрированы в это действие. Концептуально управление песком связано с управлением рисками. Этот новый элемент отдаляет менеджмент песка от консервативной концепции риска контроля песка, как показано на рисунке 5. Эта иллюстрация помещает основные три подхода в пространство «производительность – управление рисками» и демонстрирует обратную зависимость. Таким образом, методы контроля песка, основанные на управлении низкими рисками, приводят к снижению производительности.

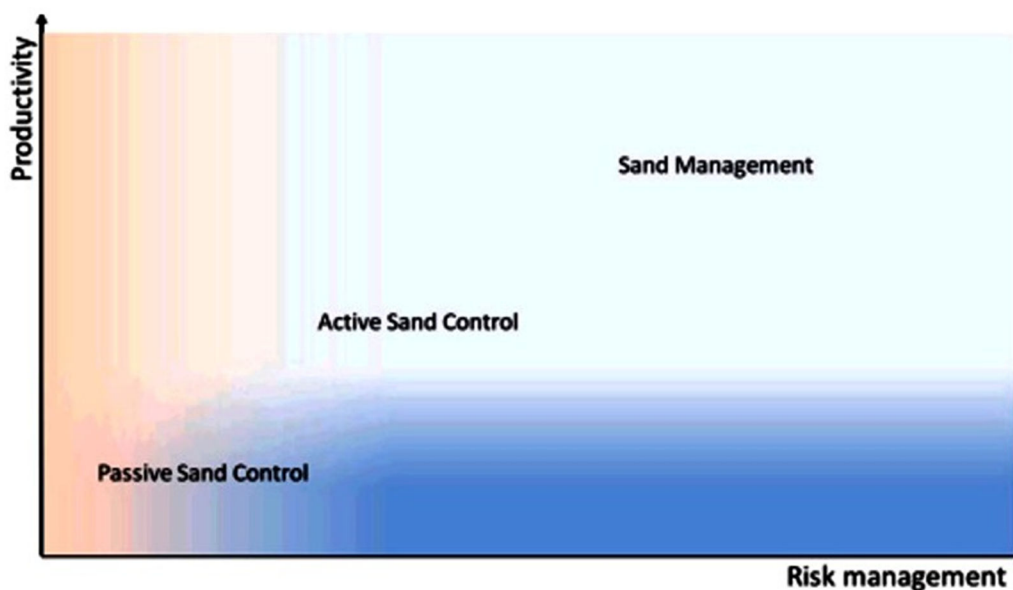


Рисунок 5 – Управление риском и продуктивность [18]

Менеджмент песка предъявляет более высокие требования к управлению рисками. Экономическая оценка этих технологий рассматривает увеличение производства в сравнении со стоимостью передового управления рисками. Управление песком предлагает чёткие шаги для интеграции эксплуатации песка с управлением рисками.

Первый шаг – это входные данные, подробно описанные в таблице 3. Исходные данные получены из комбинации данных о добыче, пласте и геомеханическом поведении. Эта информация показывает, что управление рисками требует лучшего понимания чувствительности динамики системы «пласт – добыча».

**Таблица 3** – Входные данные для менеджмента песка [18]

Свойства коллектора	Внутрипластовые напряжения (величины и направления)
	Изначальное поровое давление
	Уровень истощения и темпы истощения
Свойства пласта	Прочностные и деформационные свойства горных пород
	Петрофизические свойства
	Гранулометрический состав
	Минералогия
Данные флюида	Состав флюида
	PVT-данные
Данные скважины	Проектирование обсадных колонн и скважин, включая поверхностные трубопроводы
	Конструкция заканчивания
	Направление скважины (азимут и наклон)

Второй шаг – это количественная оценка риска добычи песка, или вероятности начала исследования песчаной залежи. Для этого обычно используют субъективные прилагательные, такие как высокий, средний, вероятный, отдалённый и т.д. На этом этапе отсутствует объективная шкала оценки риска.

Следующий этап – прогнозирование начала добычи песка – обычно завершается расчётом критической просадки.

Четвёртый этап включает прогнозирование скорости пескообразования в эксплуатационных целях, поскольку количество песка является ключевой переменной при проектировании поверхностных сооружений. Однако модели прогнозирования песка содержат недостатки, которые отражены в следующих восьми:

- 1) отсутствие количественного определения вызывает заметную путаницу и споры относительно фактической добычи песка;
- 2) количество песка не может быть точно предсказано ни одной моделью;
- 3) регулирование между добычей песка и временем не может быть предсказано;
- 4) ни одна модель не может продемонстрировать взаимосвязь между добычей песка и обработкой;
- 5) изменение проницаемости пласта не может быть предсказано после добычи песка;
- 6) влияние добычи песка на производительность нельзя предсказать;
- 7) наименьшее снижение давления, не приводящее к разрушению пласта, не может быть предсказано;
- 8) гранулометрический состав добываемого песка не может быть предсказан [19].

Транспортировка песка из скважины на поверхность необходима для поддержания преимуществ менеджмента песка, таких как улучшение петрофизических свойств. Поэтому пятым шагом является оценка транспортировки песка.

Последним шагом в управлении рисками является оценка скорости эрозии объектов. Количество песка (результат прогнозирования скорости песка) и свойства материала сооружений используются для расчёта ущерба, нанесённого сооружениям в результате эрозии. Наконец, управление рисками позволяет провести «предварительную оценку» на основе конкретных условий. В таблице 4 показано, что некоторые из этих сред требуют изучения каждого конкретного случая, в то время как другие лучше всего

обрабатывать в рамках варианта контроля песка или управления песка. В таблице 4 также показано, что некоторые коллекторы, например, коллекторы тяжёлой нефти, обладают петрофизическими свойствами, которые сильно улучшаются при применении менеджмента песка [20]. Это делает стратегию управления песком экономически привлекательным вариантом для эксплуатации пласта. Кроме того, необходимо продолжить изучение менеджмента песка в широком спектре сценариев разработки пластов, прежде чем будет достигнут уровень геомеханического понимания, необходимый для принятия технических решений. Из таблицы 4 также следует, что контроль песка и управлением песком предлагают ответы на различные вызовы.

Таблица 4 – Влияние песка в разных условиях [20]

Условия	Плохие	???	Хорошие
Газоконденсатные скважины	☠☠☠		
Высоконапорная высокотемпературная скважина	☠		
Надводное устье скважины		!!!!	
Режим растворенного газа		!!!	
Горизонтальные скважины		!!	
Нагнетательные скважины		!!	
Функционирование сепаратора		!	
Скважины с низкой продуктивностью			\$
Скважины с асфальтенами			\$\$
Скважины с тяжёлой нефтью			\$\$\$\$

☠ = опасно; ! = вызывает озабоченность, необходимо изучить; \$ = выгодно.

Интеграция менеджмента песка со стратегией управления пластом происходит на четвёртом этапе концептуального развития. Интегрированное управление песками (интеллектуальный менеджмент песка) – это административная и стратегическая концепция, а менеджмент песка – технический инструмент в альтернативных вариантах добычи. Интеллектуальный менеджмент песка описывается как взгляд на жизненный цикл, который опирается на технологическую возможность мониторинга в реальном времени. Поэтому концепция интеллектуального менеджмента песка связана с внедрением «умного месторождения» – термином, описывающим интеграцию технологических и онлайн-инструментов для мониторинга и управления скважинами и очистными сооружениями. Интеллектуальный менеджмент песка объединяет корпоративную стратегию с техническими элементами, такими как поведение пласта, подземные объекты, заканчивание скважин, поверхностные объекты и мощности пласта. Одним из примеров этой концепции является её применение в морских сценариях. В этом примере около 200 морских скважин добывают нефть без скважинного контроля песка. Для достижения этой цели была создана целенаправленная многопрофильная команда по управлению песком, которая работает в три этапа для смягчения воздействия добычи песка:

- 1) определение и установление максимально допустимого дебита песка (здесь необходимо уделять большое внимание мониторингу);
- 2) косвенное использование контроля песка;
- 3) управление песком в установках, рассчитанных на ожидаемую добычу песка.

Большинство предыдущих исследований представляют собой детерминистические модели. Оценки неопределённости после пятого этапа вызывали глубокую озабоченность в течение последнего десятилетия [21].

Что касается концептуальной эволюции менеджмента песка, то из данной работы можно сделать следующие выводы: управление песком можно описать как метод добычи, при котором ограниченное количество притока песка допускается в соответствии с экономическими, физическими, техническими, административными и экологическими принципами при растущем понимании геомеханических механизмов, которые управляют добычей песка и применимы для преодоления неприятия риска.

Количественная оценка тяжести наплыва песка постепенно перешла от субъективности к объективности заданных параметров. Объясняются шкалы, основанные ли-

бо на количестве песка, либо на количестве эрозии стали как эффекта пескообразования [22].

Управление песком и контроль песка не ущемляют друг друга, но дают разные ответы на различные вызовы. Менеджмент песка – это стратегия, которая предлагает альтернативу для повышения продуктивности пласта, когда геомеханические знания о добыче песка снижают неприятие риска. В отличие от контроля песка, менеджмент справляется с пескопроявлением, а не избегает его. Этот принцип требует более глубокого понимания пласта (например, для прогнозирования количества песка), чтобы обеспечить экономическое равновесие, которое было бы маловероятным при обычных методах добычи.

Переход от «что нужно делать» к «как это делать» указывает на концептуальную эволюцию. Это происходит от понимания механизма разрушения породы до самых последних стохастических методов, которые определяют наилучшее решение. Кроме того, последние достижения направлены на полную интеграцию менеджмента песка в корпоративную и административную культуру.

Описание этапов может быть использовано технически для описания эволюции неприятия риска в рамках данной темы. Требуется дальнейшее исследование для установления «приемлемых» уровней неприятия риска для данного пласта и требуемого уровня геомеханического понимания [23].

#### **Нововведения химической обработки**

Механические методы заключаются в установке скважинных фильтров, таких как проволочные, пластинчатые, подвесные, металлокерамические и др. песка, металлокерамические и т.д. Такие методы обычно достаточно эффективны, но в скважине, где песок является результатом добываемой воды, устанавливать фильтры нецелесообразно, так как проблема образования песка должна быть решаться путем использования технологий, позволяющих снизить добычу воды. Химические методы, основанные на искусственном укреплении пласта вяжущими и цементирующими веществами такими как смолы цементные с добавками, силикаты и др. Их эффективность выявляется при достаточной консолидации после обработки без существенного ухудшения свойств пласта. Физико-химические методы включают консолидацию пластов путем коксования нефти в призабойной зоне пласта, обработка химическими реагентами с использованием теплового воздействия. Эти методы особенно эффективны при добыче тяжёлых высоковязких нефтей. Технологические методы включают метод ограничения депрессии на пласт; отключение воды подошвенной водой [24].

Результаты фильтрационных экспериментов свидетельствуют о возможности применения химического состава для закрепления неконсолидированных продуктивных песчаников с незначительным снижением проницаемости призабойной зоны после химической обработки водными растворами. Как известно, основным недостатком химических методов закрепления является значительное снижение коллекторских свойств пласта. В случае применения разработанного состава нового раствора, минимальное снижение проницаемости (коэффициент остаточного сопротивления) составляет 1,04 раза по сравнению с исходной. Коэффициент восстановления проницаемости при использовании 7,5 % водного раствора хлористого кальция составил 93 %, для концентрации  $\text{CaCl}_2$  10 % – коэффициент составил 96 %, для 15 %  $\text{CaCl}_2$  – 91 %. Таким образом, наиболее эффективной концентрацией компонентов для применения в газовых скважинах является химический состав из 10 % водного раствора хлорида кальция и 7,5 % водного раствора гидрокарбоната натрия [25].

С целью повышения эффективности химических методов предотвращения выноса механических примесей и разрушения призабойной зоны пласта на базе Санкт-Петербургского горного университета был проведён ряд экспериментов по созданию раствора для крепления слабосцементированных песчаников (Патент № 2475622 «Способ крепления призабойной зоны пласта газовых скважин»). Для исследований использовалось современное высокоточное оборудование научно-исследовательской лаборатории кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». На основании ряда проведенных экспериментов в качестве профилактических работ по предупреждению пескопроявления рекомендуется использовать метод гид-

рофобизации, который заключается в отверждении, или гелеобразовании гидрофобизирующих структур при попадании в обводнённые интервалы пласта. В результате происходит закрепление слабосцементированных пород призабойной зоны, а также избирательное тампонирующее водонасыщенных интервалов пласта, тем самым ограничивая приток пластовой воды в скважину, что, как известно, также способствует разрушению слабосцементированных пород. При проведении лабораторных экспериментов породу предварительно подготавливали, очищая от углеводородов, цементирующих и загрязняющих веществ путём экстракции спиртобензольной смесью. Исходные коллекторские свойства образцов керна измерялись на системах Coretest TBP-804 (табл. 5). Проницаемость измерялась по воде, поэтому после измерений каждый образец высушивался при низком расходе газа (1,91 psi).

Применение метода гидрофобизации:

1. Укрепление рыхлых пластов и предотвращение образования песка;
2. Предотвращение и ограничение притока воды в эксплуатационные скважины путем блокирования зон прорыва пластовой воды [26].

Если в призабойной зоне скважины произошло нарушение структуры пород-коллекторов и, как следствие, появился песок, рекомендуется использовать химический метод крепления слабосцементированных пород. Для достижения этой цели были проведены эксперименты по закачке в пласт крепёжных реагентов. Через трубу, забитую песком, осуществлялась последовательная закачка водного раствора хлорида кальция и, в качестве прокладочного состава, водного раствора бикарбоната натрия. В результате реакции ионы кальция образуют нерастворимое в воде соединение, т.е. в поровом объёме образуется закупоривающий осадок в виде тонкодисперсной взвеси, а на стенках поровых каналов в виде твёрдых микрокристаллов. Откачку каждого из указанных растворов производят равными порциями. Предполагается, что образующийся осадок в пластовых условиях будет также препятствовать прорыву пластовых вод, изолируя водопродуктивные участки пласта с устойчивой осадкой в воде, связывая тем самым развитие застойных и слабодренлируемых зон пласта. Оптимальное соотношение сухого вещества в растворах определялось путем стехиометрических расчётов реакции с вычислением массовых долей и лабораторных исследований. После каждой откачки проницаемость определялась первоначально по газу, а во второй части эксперимента по жидкости. Результаты обработки образцов керна химическими растворами приведены ниже. Начальная проницаемость образца керна по газу составляет  $K = 3,9 \text{ мкм}^2$ , пористость  $m = 28 \%$ .

**Таблица 5** – Коллекторские свойства образцов керна [27]

Название образца керна	Проницаемость, $\text{мкм}^2$	Пористость
Образец № 1	2,29	0,27
Образец № 2	2,10	0,25

Укрепление забоя этими химическими растворами для скважин можно рекомендовать при следующих параметрах пласта:

1. Интервал перфорации не должен превышать 50 м;
2. Техническое состояние скважины должно соответствовать условиям закачки жидкости под давлением в пласт;
3. Постоянство проницаемости пласта в разрезе, в том числе достаточно высокая вертикальная проницаемость.

Применение химических технологий для борьбы с песком месторождения может стать одним из наиболее эффективных методов в связи с особенностями геологического строения запасов. В настоящее время подобные химические технологии активно не применяются, в связи с чем, всё ещё крупные скважины подвергаются постоянному выносу песка, что приводит к образованию песчаных пробок на забое скважины и износу оборудования [28].

#### **Нейронные сети для прогнозирования выноса песка**

Текущее прогнозирование добычи песка прогнозируется на основе модели, которая требует проведения звукового и характеристик плотности каротажа для всех

скважин. Однако сочетание сложной архитектуры скважин и сосредоточенности на снижении стоимости скважин привело к тому, что многие скважины не были получены эти важные каротажные данные. В данном проекте была применена новая техника «Искусственная нейронная сеть» для решения этой проблемы. Используя этот метод, генерируются синтетические каротажные диаграммы для получения значений недостающих характеристик акустики и плотности. Эти данные затем используются в существующих моделях песка для прогнозирования потенциала добычи песка. Данный проект был оценен с помощью трех полевых примеров. Прогнозы разрушения песка, основанные на синтетических свойства, совпали с фактической добычей песка. Поэтому рабочий процесс прогнозирования песка был обновлен. для включения синтетических каротажных данных, если отсутствуют акустические или плотные каротажные данные [29].

Управление добычей песка необходимо для оптимизации добычи пласта. На месторождении Бонгкот используется модель прогнозирования, которая основывается на времени прохождения ультразвука и насыпной плотности. Однако существует ряд скважин, где один или оба этих каротажа недоступны по причине экономии средств, неблагоприятной траектории скважины или по другим причинам эксплуатационных проблем. Следовательно, модели песка в этих скважинах отсутствуют. По состоянию на конец 2016 года примерно 52 % скважин имеют модель прогнозирования песка. Без комплексной информации, оптимизированное управление пластом труднодостижимо. Это может привести к проблеме эрозии, потери добычи, и, что самое главное, к проблеме безопасности. Хотя существуют различные методы, которые могут оценить акустическую скорость или плотность, но они не отвечают требуемому уровню точности. Поэтому предпринимается попытка решить эту проблему с помощью искусственной нейронной сети (ИНС) для прогнозирования звуковой медленности или плотности в качестве исходных данных для прогнозирования разрушения песка [30].

Этот новый подход заключается в создании модели на основе искусственной нейронной сети. Модель обучается предсказывать время звукового прохода или плотность путём «обучения» моделей отклика от других соответствующих каротажных данных, таких как гамма-лучей, удельного сопротивления и нейтронной пористости.

1. Изучение данных. По всем соответствующим каротажным данным определяется взаимосвязь со звуковой медленностью и насыпной плотностью. Выявляются данные, а также выявляются плохие данные и выделяющиеся элементы.

2. Очистка данных. Качество данных имеет решающее значение для получения точной и эффективной модели. Плохие данные и элементы, выявленные на этапе 1, удаляются.

3. Выборка и разделение. Набор данных выбирается для использования в исследовании. Затем, отобранные данные разделяются на обучающий и информационный наборы.

4. Преобразование. Оба набора – обучающий и тестовый – преобразуются для повышения точности и скорости обучения. Этот процесс может состоять из преобразования и стандартизации данных.

5. Обучение. Сеть ИНС изучает соответствующие закономерности между независимыми и зависимыми переменными. Модель настраивает свой параметр предсказания, пока не будет достигнута желаемая точность.

6. Тестирование. Обученная сеть тестируется снова на невидимых данных, чтобы убедиться в правильности прогноза.

7. Оценка. Сравнение эффективности прогнозирования между ИНС и другими синтетическими методологиями, а именно, уравнение Гарднера, синтез глубины, синтез пористости и сейсмическая инверсия.

8. Прогнозирование. В случае если ИНС превосходит другие подходы, синтетические значения от ИНС подаются в песчаную модель для оценки рискованности песка в конкретной скважине [31].



Нейросеть была оценена в следующих случаях:

1. Скважина А

Эта скважина была пробурена без сбора звуковых данных. В марте 2014 года скважина была перфорирована в нескольких пластах. Позже, в феврале 2015 года, была обнаружена эрозия фонтанной линии из-за добычи песка. Первоначальное исследование методом корреляции и аналогии не дало результатов. Поэтому была опробована техника машинного обучения на этой скважине. Прежде всего, сеть ИНС была обучена на 800 точках данных из соседних скважин. В результате обучения было получено очень точное время звукового прохождения, все ответы от системы имели погрешность максимум в пределах 10 % точности. Затем сеть прошла валидацию с использованием 200 невидимых точек данных. Сравнение прогнозируемого и фактического времени прохождения звукового сигнала в обучающем наборе для скважины А. Методология прогнозирования также сравнивалась с другими синтетическими методологиями, такими как уравнение Гарднера, синтез глубины, синтез пористости и сейсмическая инверсия. Оценка показала превосходство точности по сравнению с другими методами, как показано на рисунке 6 [32].

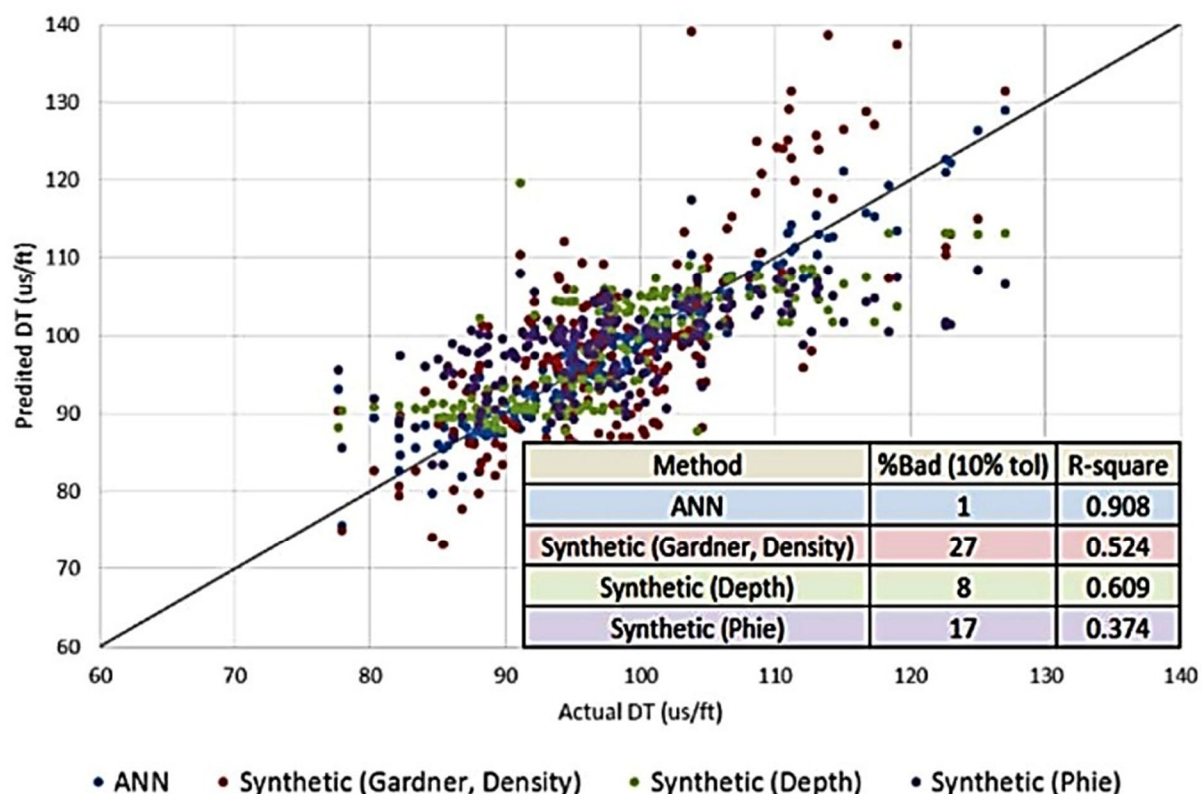
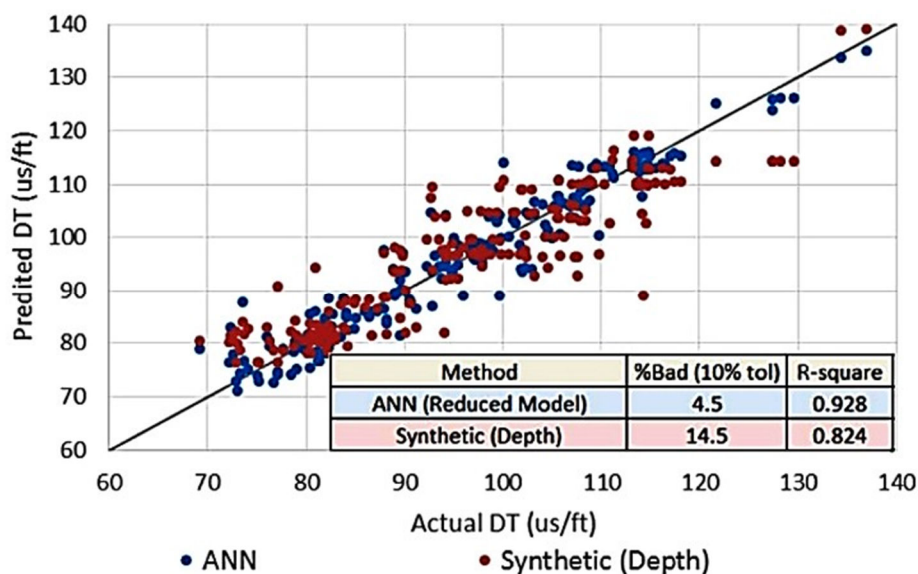


Рисунок 6 – Сравнение точности прогноза ИНН и других методов в тестирование скважины А [32]

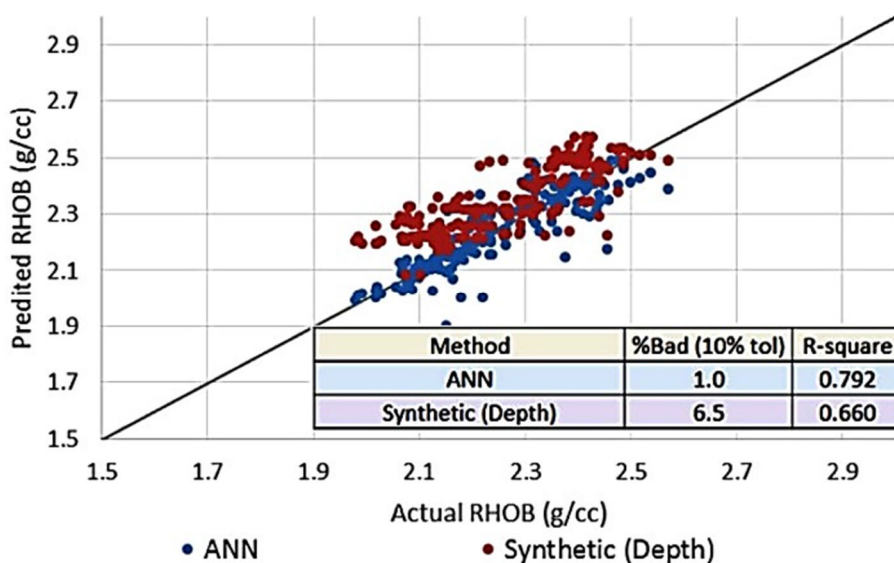
Верифицированная система была использована для прогнозирования отсутствующих данных звукового каротажа в скважине А. Синтетический звуковой сигнал был подан в модель выноса песка. Модель песка определила только один проблемный пласт. Наконец, диагноз сравнили с данными скважинного проводного песчаного сканера, проведённого в октябре 2016 года. Вспомогательная модель полностью совпала с результатами полевых исследований.

2. Скважина В. В этой скважине отсутствуют как звуковой, так и плотностной каротаж. Дополнительная перфорация была проведена в июле 2000 года, вскоре после этого из скважины наблюдалась добыча песка. Поэтому для изучения этого случая были обучены две системы ИНС: одна для звукового каротажа, другая для насыпной плотности. Аналогично, когнитивная система смогла виртуозно предсказать, как и в

прошлом эксперименте. Новый алгоритм превзошёл традиционные методики, как показано на рисунках 7 и 8.



**Рисунок 7** – Сравнение точности прогноза ИНС и других методов в тестирование звукового каротажа скважины В [32]



**Рисунок 8** – Сравнение точности прогноза ИНС и других методов в тестирование каротажа характеристики плотности скважины В [32]

Эти эксперименты продемонстрировали точную предсказательную способность системы. Поэтому ИНС была внедрён в предыдущие и новые рабочие процессы, сравниваемые на рисунке 9. В прежней процедуре, показанной красным блоком, рисканность добычи песка прогнозировалась по аналогии, если отсутствовал звуковой каротаж или каротаж плотности. Результаты обычно были субъективными или неубедительными. Новый метод обеспечивает более объективные результаты, заменяя аналогию на системный анализ каротажа с помощью ИНС.

Этот метод потенциально может сэкономить около 2,5 миллионов долларов затрат на каротаж. Кроме того, риск застревания проводов снижается благодаря отсутствию длинного звукового инструмента. Этот разведочный проект доказывает, что применение ИИ в нефтегазовом бизнесе является успешным. Многочисленные перспективные инициативы могут быть основаны на этом проекте. Непосредственные возможности, которые могут напрямую использовать эту систему, в частности, калиб-

ровка сейсморазведки, исправление плохих каротажей, синтез различных каротажей, прогнозирование проницаемости. На этом примере показан потенциал развивающейся технологии машинного обучения в управлении песком. Искусственный интеллект может предсказать акустическую скорость и насыпную плотность более точно, чем существующие методики. Более того, модель песка, использующая эти входные данные, может точно определить источники добычи песка. В конечном счёте, эта революция улучшит практику управления пластом, снизит затраты и уменьшит риск [32].

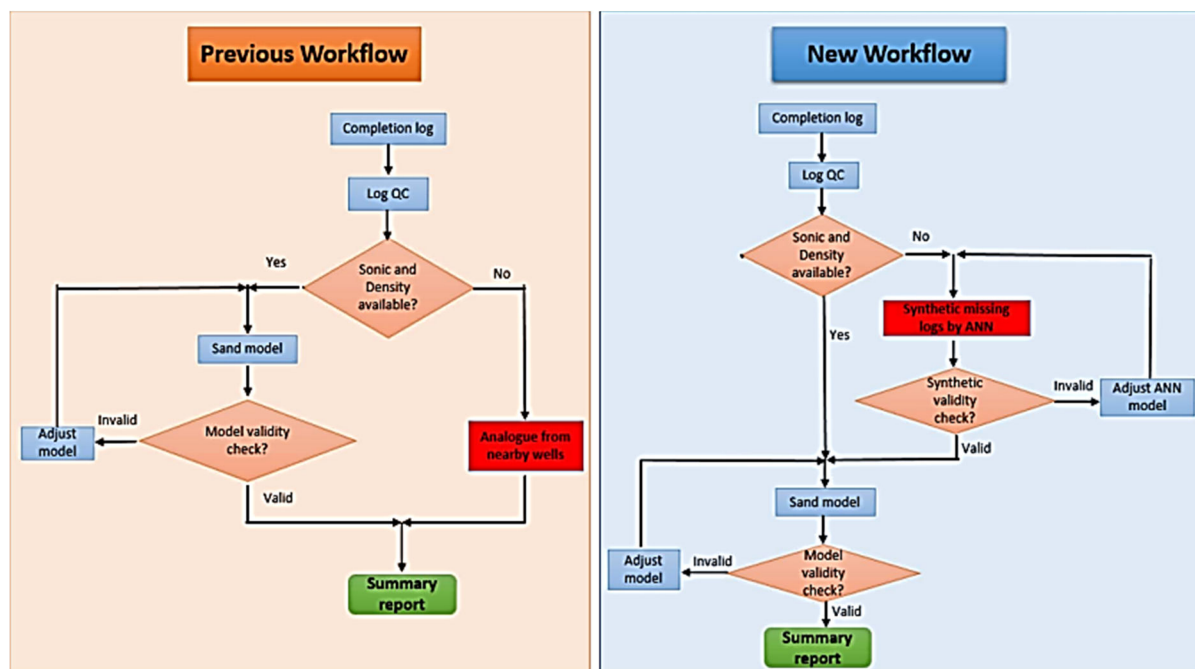


Рисунок 9 – Рабочий процесс оценки риска пескопроявления был обновлен с помощью процесса синтеза данных [32]

### Заключение

Были рассмотрены наиболее актуальные нововведения в сфере предотвращения и борьбы с выносом песка. В связи с тем, что осложнением выноса песка, страдает не менее двух трети механизированного фонда Роснефти, мы можем сказать, что проблема актуальна в России как никогда. Отсутствие универсального метода и необходимость в индивидуальном подходе на каждом месторождении, делают эту проблему наиболее интересной для разработки и интеграция новых технологий и методов.

Несмотря на большое различие проблемы на каждом месторождении, проведя литературный анализ по данной проблеме, можно заявить следующее:

1. Отечественные и зарубежные исследования сходятся на том, что в данный момент существующие методы решения проблемы имеют серьезные недостатки. В основном, это невозможность их применения из-за реальных экономических условий эксплуатации скважины.

2. Решение проблемы выноса песка не продвигается, из-за отсутствия экономически рациональных, эффективных методов защиты подземного оборудования от негативного влияния выноса песка.

3. Во многих исследованиях указывается что количество механических примесей в скважине увеличивается с параметром обводнённости.

4. Традиционные методы контроля песка, снижают проницаемость в призабойной зоне. Хорошей альтернативой является менеджмент песка, однако он требует более умелого управлением риском скважины и высококачественную геологическую модель пескопроявления.

5. Метод гидрофобизации – хороший химический метод, при обводнении призабойной зоны пласта. Данный метод производит закрепление слабосцементирован-

ных пород околоскважинной зоны, а также селективно тампонирует водонасыщенные интервалы пласта.

6. Искусственные нейронные сети – отличный пример интеграции технологических нововведений из другой области, позволяющие колоссально сократить затраты на каротаж. И представляющая собой возможность перехода с удачного эксперимента в необходимую действительность.

### Литература

1. An investigation into current sand control methodologies taking into account geomechanical, field and laboratory data analysis / D.S. Tananykhin [et al.] // Resources. – 2021. – Vol. 10. – № 12. – P. 125. – URL : <https://doi.org/10.3390/resources10120125>
2. Savenok O., Povarova L.V., Kusov G.V. Application of superdeep drilling technology for study of the earth crust // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2020. – Vol. 459. – № 5. – P. 052066.
3. Tananykhin D.S. Analysis and recommendations of sand consolidation methods to limit sand production in gas wells / D.S. Tananykhin, P.S. Tsvetkov, V. Kamoza // Journal of Physics: Conference Series. – IOP Publishing, 2018. – Vol. 1072. – № 1. – P. 012022.
4. To the question about cements for deep wells / O.V. Savenok [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2020. – Vol. 459. – № 5. – P. 052067.
5. Sand management approach for a field with high viscosity oil / B.M. Grigorev, D.S. Tananykhin, A.M. Poroshin // Journal of Applied Engineering Science. – 2020. – Vol. 18. – № 1. – P. 64–69.
6. Effect of Wire Design (Profile) on Sand Retention Parameters of Wire-Wrapped Screens for Conventional Production: Prepack Sand Retention Testing Results / D.S. Tananykhin [et al.] // Energies. – 2023. – Vol. 16. – № 5. – P. 2438. – URL : <https://doi.org/10.3390/en16052438>
7. Каграманов А.Г. Методы повышения эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин на Тагульском нефтегазоконденсатном месторождении / А.Г. Каграманов, О.В. Савенок // Булатовские чтения. – 2023. – С. 45–48.
8. Peretomode E. Sand production due to chemical-rock interaction. A review / E. Peretomode, G. Oluyemi, N.H. Faisal // Engineering failure analysis. – 2022. – P. 106745. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106745>
9. Sand production evaluation during gas production from natural gas hydrates / C. Yan [et al.] // Journal of natural gas science and engineering. – 2018. – Vol. 57. – P. 77–88. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.006>
10. Kotb O., Haftani M., Nouri A. An Investigation into Current Sand Control Testing Practices for Steam Assisted Gravity Drainage Production Wells // Eng. – 2021. – Vol. 2. – № 4. – P. 435–453. – URL : <https://doi.org/10.3390/eng2040027>
11. Cartagena-Perez D.F. Conceptual evolution and practice of sand management / D.F. Cartagena-Perez, G.A. Alzate-Espinosa, A. Arbelaez-Londono // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 210. – P. 110022. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110022>
12. Тананыхин Д.С. Химический способ крепления слабосцементированных песчаников в эксплуатационных скважинах подземного газохранилища / Д.С. Тананыхин, А.В. Петухов, А.М. Шагиахметов // Записки Горного института. – 2013. – Т. 206. – С. 107–111.
13. Гришин Д.В. Анализ факторов, обуславливающих процессы разрушения призабойных зон скважин Гатчинского ПХГ, и прогноз пескопроявлений / Д.В. Гришин, А.В. Петухов, А.А. Петухов // Записки Горного института. – 2010. – Т. 188. – С. 207–213.
14. Experimental evaluation of the multiphase flow effect on sand production process: prepack sand retention testing results / D.S. Tananykhin [et al.] // Energies. – 2022. – Vol. 15. – № 13. – P. 4657. – URL : <https://doi.org/10.3390/en15134657>
15. Mahmud H.B. Sand production: A smart control framework for risk mitigation / H.B. Mahmud, V.H. Leong, Y. Lestario // Petroleum. – 2020. – Vol. 6. – № 1. – P. 1–13. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.04.002>
16. Litvinenko V.S. Elaboration of a conceptual solution for the development of the Arctic shelf from seasonally flooded coastal areas / V.S. Litvinenko, M.V. Dvoynikov, V.L. Trushko // International Journal of Mining Science and Technology. – 2022. – Vol. 32. – № 1. – P. 113–119. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2021.09.010>
17. Rogachev M.K. Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia / M.K. Rogachev, V.V. Mukhametshin, S.K. Lyubov // Journal of Mining Institute. – 2019. – Vol. 240. – P. 711–715.
18. Improving the efficiency of terrigenous oil-saturated reservoir development by the system of oriented selective slotted channels / S.E. Chernyshov [et al.] // Journal of Mining Institute. – 2020. – Vol. 246. – P. 660–666.

19. New concepts of hydrogen production and storage in Arctic region / M.V. Dvoynikov [et al.] // Resources. – 2021. – Vol. 10. – № 1. – P. 3. – URL : <https://doi.org/10.3390/resources10010003>
20. Ramezani M. A modified design for gravel packing with expandable rubber beads / M. Ramezani, H. Emadi, H. Wang // SPE Western Regional Meeting. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/195293-MS>
21. Ramezani M. Gravel-Packing experiments with oil-swelling rubber particles / M. Ramezani, H. Emadi, H. Wang // SPE Drilling & Completion. – 2020. – Vol. 35. – № 02. – C. 252-261. – URL : <https://doi.org/10.2118/195293-PA>
22. Laboratory evaluation of hybrid chemical enhanced oil recovery methods coupled with carbon dioxide / M.H. Ahmadi [et al.] // Energy Reports. – 2021. – Vol. 7. – P. 960–967. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.02.005>
23. A Novel sand control testing facility to evaluate the impact of radial flow regime on screen performance and its verification / M. Haftani [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 195. – P. 107903. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107903>
24. Design for reliability: purpose driven sand control methods for cased and perforated wells / M. Soroush [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 2020. – URL : <https://doi.org/10.2118/201315-MS>
25. Sand Control Optimization for Rubiales Field: Trade-Off Between Sand Control, Flow Performance and Mechanical Integrity / E.A. Mayorga Cespedes [et al.] // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – OnePetro, 2020. – URL : <https://doi.org/10.2118/199062-MS>
26. Standalone sand control failure: The role of wellbore and near wellbore hydro-thermo-chemical phenomenon on the plugging and the flow performance impairments of the standalone sand screen / M. Mahmoudi [et al.] // SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/193355-MS>
27. Technology for preventing the wax deposit formation in gas-lift wells at offshore oil and gas fields in Vietnam / M.K. Rogachev, Van T. Nguyen, A.N. Aleksandrov // Energies. – 2021. – Vol. 14. – № 16. – P. 5016. – URL : <https://doi.org/10.3390/en14165016>
28. Aleksandrov A.N. Simulating the formation of wax deposits in wells using electric submersible pumps / A.N. Aleksandrov, M.A. Kishchenko, Van T. Nguyen // Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals; CRC Press: London, UK. – 2021. – P. 283–295. – URL : <https://doi.org/10.1201/9781003164395>
29. Increasing the stimulation efficiency of heterogeneous carbonate reservoirs by developing a multi-batched acid system / H. Jafarpour [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 172. – P. 50–59. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.034>
30. Liu H. et al. Predicting sand production rate in high-pressure, high-temperature wells in the Tarim Basin // SPE Production & Operations. – 2021. – Vol. 36. – № 01. – P. 174–196. – URL : <https://doi.org/10.2118/191406-PA>
31. A review of experimental studies on sand screen selection for unconsolidated sandstone reservoirs / N.A. Ahad, M. Jami, S. Tyson // Journal of petroleum exploration and production technology. – 2020. – Vol. 10. – P. 1675–1688. – URL : <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00826-y>
32. Ketmalee T. Application of Neural Network in Formation Failure Model to Predict Sand Production / T. Ketmalee, P. Bandyopadhyay // Offshore Technology Conference Asia. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.4043/28506-MS>

## References

1. An investigation into current sand control methodologies taking into account geomechanical, field and laboratory data analysis / D.S. Tananykhin [et al.] // Resources. – 2021. – Vol. 10. – № 12. – P. 125. – URL : <https://doi.org/10.3390/resources10120125>
2. Savenok O., Povarova L.V., Kusov G.V. Application of superdeep drilling technology for study of the earth crust // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2020. – Vol. 459. – № 5. – P. 052066.
3. Tananykhin D.S. Analysis and recommendations of sand consolidation methods to limit sand production in gas wells / D.S. Tananykhin, P.S. Tcvetkov, V. Kamoza // Journal of Physics: Conference Series. – IOP Publishing, 2018. – Vol. 1072. – № 1. – P. 012022.
4. To the question about cements for deep wells / O.V. Savenok [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2020. – Vol. 459. – № 5. – P. 052067.
5. Sand management approach for a field with high viscosity oil / B.M. Grigorev, D.S. Tananykhin, A.M. Poroshin // Journal of Applied Engineering Science. – 2020. – Vol. 18. – № 1. – P. 64–69.
6. Effect of Wire Design (Profile) on Sand Retention Parameters of Wire-Wrapped Screens for Conventional Production: Prepack Sand Retention Testing Results / D.S. Tananykhin [et al.] // Energies. – 2023. – Vol. 16. – № 5. – P. 2438. – URL : <https://doi.org/10.3390/en16052438>

7. Kagramanov A.G. Methods for improving the efficiency of operation of the producing well stock at the Tagulskoye oil and gas condensate field / A.G. Kagramanov, O.V. Sawreath // *Bulatov Readings*. – 2023. – P. 45–48.
8. Peretomode E. Sand production due to chemical-rock interaction. A review / E. Peretomode, G. Oluyemi, N.H. Faisal // *Engineering failure analysis*. – 2022. – P. 106745. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106745>
9. Sand production evaluation during gas production from natural gas hydrates / C. Yan [et al.] // *Journal of natural gas science and engineering*. – 2018. – Vol. 57. – P. 77–88. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.006>
10. Kotb O., Haftani M., Nouri A. An Investigation into Current Sand Control Testing Practices for Steam Assisted Gravity Drainage Production Wells // *Eng.* – 2021. – Vol. 2. – № 4. – P. 435-453. – URL : <https://doi.org/10.3390/eng2040027>
11. Cartagena-Perez D.F. Conceptual evolution and practice of sand management / D.F. Cartagena-Perez, G.A. Alzate-Espinosa, A. Arbelaez-Londono // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 210. – P. 110022. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110022>
12. Tananykhin D.S. Chemical method of fastening weakly cemented sandstones in production wells of an underground gas storage / D.S. Tananykhin, A.V. Petukhov, A.M. Shagiakhmetov // *Notes of the Mining Institute*. – 2013. – Vol. 206. – P. 107–111.
13. Grishin D.V. Analysis of the factors that determine the processes of destruction of the bottom-hole zones of the wells of the Gatchinsky UGS facility and the forecast of sand manifestations / D.V. Grishin, A.V. Petukhov, A.A. Petukhov // *Notes of the Mining Institute*. – 2010. – Vol. 188. – P. 207–213.
14. Experimental evaluation of the multiphase flow effect on sand production process: prepack sand retention testing results / D.S. Tananykhin [et al.] // *Energies*. – 2022. – Vol. 15. – № 13. – P. 4657. – URL : <https://doi.org/10.3390/en15134657>
15. Mahmud H.B. Sand production: A smart control framework for risk mitigation / H.B. Mahmud, V.H. Leong, Y. Lestario // *Petroleum*. – 2020. – Vol. 6. – № 1. – P. 1–13. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.04.002>
16. Litvinenko V.S. Elaboration of a conceptual solution for the development of the Arctic shelf from seasonally flooded coastal areas / V.S. Litvinenko, M.V. Dvoynikov, V.L. Trushko // *International Journal of Mining Science and Technology*. – 2022. – Vol. 32. – № 1. – P. 113–119. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2021.09.010>
17. Rogachev M.K. Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia / M.K. Rogachev, V.V. Mukhametshin, S.K. Lyubov // *Journal of Mining Institute*. – 2019. – Vol. 240. – P. 711–715.
18. Improving the efficiency of terrigenous oil-saturated reservoir development by the system of oriented selective slotted channels / S.E. Chernyshov [et al.] // *Journal of Mining Institute*. – 2020. – Vol. 246. – P. 660–666.
19. New concepts of hydrogen production and storage in Arctic region / M.V. Dvoynikov [et al.] // *Resources*. – 2021. – Vol. 10. – № 1. – P. 3. – URL : <https://doi.org/10.3390/resources10010003>
20. Ramezani M. A modified design for gravel packing with expandable rubber beads / M. Ramezani, H. Emadi, H. Wang // *SPE Western Regional Meeting*. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/195293-MS>
21. Ramezani M. Gravel-Packing experiments with oil-swelling rubber particles / M. Ramezani, H. Emadi, H. Wang // *SPE Drilling & Completion*. – 2020. – Vol. 35. – № 02. – P. 252–261. – URL : <https://doi.org/10.2118/195293-PA>
22. Laboratory evaluation of hybrid chemical enhanced oil recovery methods coupled with carbon dioxide / M.H. Ahmadi [et al.] // *Energy Reports*. – 2021. – Vol. 7. – P. 960–967. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.02.005>
23. A Novel sand control testing facility to evaluate the impact of radial flow regime on screen performance and its verification / M. Haftani [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 195. – P. 107903. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107903>
24. Design for reliability: purpose driven sand control methods for cased and perforated wells / M. Soroush [et al.] // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – OnePetro, 2020. – URL : <https://doi.org/10.2118/201315-MS>
25. Sand Control Optimization for Rubiales Field: Trade-Off Between Sand Control, Flow Performance and Mechanical Integrity / E.A. Mayorga Cespedes [et al.] // *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. – OnePetro, 2020. – URL : <https://doi.org/10.2118/199062-MS>
26. Standalone sand control failure: The role of wellbore and near wellbore hydro-thermo-chemical phenomenon on the plugging and the flow performance impairments of the standalone sand screen / M. Mahmoudi [et al.] // *SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium*. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/193355-MS>

27. Technology for preventing the wax deposit formation in gas-lift wells at offshore oil and gas fields in Vietnam / M.K. Rogachev, Van T. Nguyen, A.N. Aleksandrov // *Energies*. – 2021. – Vol. 14. – № 16. – P. 5016. – URL : <https://doi.org/10.3390/en14165016>
28. Aleksandrov A.N. Simulating the formation of wax deposits in wells using electric submersible pumps / A.N. Aleksandrov, M.A. Kishchenko, Van T. Nguyen // *Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals*; CRC Press: London, UK. – 2021. – P. 283–295. – URL : <https://doi.org/10.1201/9781003164395>
29. Increasing the stimulation efficiency of heterogeneous carbonate reservoirs by developing a multi-batched acid system / H. Jafarpour [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 172. – P. 50–59. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.034>
30. Liu H. et al. Predicting sand production rate in high-pressure, high-temperature wells in the Tarim Basin // *SPE Production & Operations*. – 2021. – Vol. 36. – № 01. – P. 174–196. – URL : <https://doi.org/10.2118/191406-PA>
31. A review of experimental studies on sand screen selection for unconsolidated sandstone reservoirs / N.A. Ahad, M. Jami, S. Tyson // *Journal of petroleum exploration and production technology*. – 2020. – Vol. 10. – P. 1675–1688. – URL : <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00826-y>
32. Ketmalee T. Application of Neural Network in Formation Failure Model to Predict Sand Production / T. Ketmalee, P. Bandyopadhyay // *Offshore Technology Conference Asia*. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.4043/28506-MS>