

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**Н. А. Аксенова, В. П. Овчинников, А. Е. Анашкина**

**ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА  
ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН  
С НЕУСТОЙЧИВЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ**

*Монография*

Тюмень  
ТИУ  
2018

УДК 622.243.2

ББК 33.131

А 42

**Рецензенты:**

кандидат технических наук, доцент Е. Ю. Липатов;  
кандидат технических наук О. В. Беляев

**Аксенова, Н. А.**

А 42      Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами: монография / Н. А. Аксенова, В. П. Овчинников, А. Е. Анашкина. – Тюмень: ТИУ, 2018. – 134 с.  
ISBN 978-5-9961-1797-0

Монография затрагивает актуальную проблему выноса песка, возникающую при эксплуатации скважин на месторождениях, пласты-коллекторы которых представлены неустойчивыми породами, приводящую к загрязнению призабойной зоны и снижению продуктивности скважины.

В монографии собран большой геолого-промысловый материал, по строительству и эксплуатации скважин осложненных выносом песка; обобщены причины пескопроявлений, механизм разрушения слабосцементированных пластов и последствий выноса песка в скважину; проведен анализ существующих разработок в этом направлении, проработано более ста литературных источников, авторских свидетельств, патентных разработок; доказана эффективность крепления пристволенной зоны скважины, вскрывающей слабосцементированные пласты с низкими и средними ФЕС проницаемыми тампонажными составами.

В работе представлены результаты экспериментальных исследований получения тампонажного состава, формирующего проницаемы тампонажный камень-фильтр в пристволенной зоне скважины, размещаемый против продуктивного пласта. Предложена технология крепления призабойной зоны скважины, вскрывающей слабосцементированные пласты с формированием в ней цементного фильтра, предотвращающего вынос песка.

УДК 622.243.2

ББК 33.131

ISBN 978-5-9961-1797-0

© Федеральное государственное  
бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Тюменский индустриальный  
университет», 2018

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> . . . . .	5
<b>1 ХАРАКТЕРИСТИКА НЕУСТОЙЧИВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ УРЕНГОЙСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b> . . . . .	6
1.1 Краткое описание геологического строения верхнеапт-сеноманского нефтегазоносного комплекса Западно-Сибирской плиты. . . . .	6
1.2 Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов верхнеапт-сеноманских отложений Западно-Сибирской плиты	9
1.3 Современное техническое состояние сеноманских скважин Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. . . . .	11
1.4 Характеристика пескопроявляющих коллекторов. . . . .	12
1.5 Причины разрушения коллекторов и выноса песка. . . . .	19
1.6 Последствия выноса песка в скважину. . . . .	26
<b>2 ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ ЗАЛЕГАНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН</b> . . . . .	29
2.1 Механические методы предупреждения пескопроявлений. . . . .	31
2.2 Фильтры для предотвращения выноса песка в скважину	35
2.2.1 Щелевые фильтры . . . . .	35
2.2.2 Металлокерамические фильтры . . . . .	36
2.2.3 Стеклопластиковые фильтры . . . . .	37
2.2.4 Подвесные проволочные фильтры . . . . .	37
2.2.5 Подвесные сетчатые фильтры . . . . .	40
2.2.6 Премиум фильтр MeshRite фирмы Schlumberger . . . . .	42
2.2.7 Технология расширяющихся фильтров ESS компании «Weatherford» . . . . .	42
2.2.8 Гравийные фильтры . . . . .	43
2.3 Физико-химические методы предупреждения пескопроявлений . . . . .	47
2.4 Химические методы предупреждения пескопроявлений. . . . .	48
2.4.1 Составы для крепления ПЗП пескопроявляющих скважин на основе смол . . . . .	48
2.4.2 Проницаемые тампонажные составы для крепления пескопроявляющих продуктивных пластов . . . . .	56
<b>3 ИССЛЕДОВАНИЯ ПО СОЗДАНИЮ ПРОНИЦАЕМЫХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ</b> . . . . .	68
3.1 Обоснование требуемой величины проницаемости фильтра . . . . .	68
3.2 Исследование влияния различных факторов на формирование структуры цементного камня. . . . .	86
3.2.1 Исследование влияния водоцементного отношения на формирование структуры цементного камня. . . . .	86
3.2.2 Исследование влияния температуры и давления на формирование структуры цементного камня. . . . .	91

3.2.3	Исследование проницаемости чистого цементного камня при фильтрации через него газа в разные сроки твердения. . . . .	92
3.3	Методы и методики проведения исследований. . . . .	93
3.3.1	Методика проведения испытаний на приборе Тестер реакции пород модель 6100. . . . .	95
<b>4</b>	<b>ВЛИЯНИЕ ГАЗООБРАЗУЮЩЕЙ ДОБАВКИ НА ФОРМИРОВАНИЕ ПРОНИЦАЕМОГО ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ-ФИЛЬТРА . . . . .</b>	<b>97</b>
4.1	Результаты исследований влияния газообразующей добавки на свойства бездобавочного тампонажного раствора . . . . .	97
4.2	Исследование влияния пропанта и керамзита на проницаемость цементного камня. . . . .	103
4.3	Исследование влияния керамзита на формирование проницаемого цементного камня. . . . .	107
4.4	Исследование влияния карбоната аммония на тампонажную смесь (керамзит, песок, ПЦТ) . . . . .	111
4.5	Исследование процесса тепловыделения при разрушении кислоторастворимых заглушек. . . . .	114
<b>5</b>	<b>ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ ТАМПОНАЖНЫМ МАТЕРИАЛОМ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ-ФИЛЬТРА. . . . .</b>	<b>121</b>
5.1	Конструкции забоя при заканчивании скважин в слабо сцементированных пластах-коллекторах. . . . .	121
5.2	Технология крепления продуктивного пласта проницаемым тампонажным составом с карбонатом аммония. . . . .	122
5.3	Техника и технология заканчивания скважин с использованием цементного камня фильтра для предотвращения выноса песка в скважину . . . . .	123
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ . . . . .</b>	<b>125</b>

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день Россия занимает лидирующее место по запасам газа во всем мире. Добыча газа для Российской Федерации имеет важнейшее значение для решения внутренних производственных задач и для пополнения бюджета государства за счет экспорта этого сырья на международный рынок.

Большинство нынешних активных газовых месторождений были освоены еще в Советском Союзе. Территориально первенство в плане запасов природного топлива держат такие районы, как Западная Сибирь и Урал. Первое место по объемам залежей занимает Ямало-Ненецкий автономный округ, который является самым большим в России по газовым запасам составляющие приблизительно 10 трлн. м<sup>3</sup>, здесь эксплуатируются такие богатые газом месторождения, как: Уренгойское, Русское, Песцовое, Ямбургское, Заполярное, Штокмановское, Бованенковское, Медвежье.

Однако эксплуатация газовых скважин, особенно старого фонда, осложнена выносом песка в скважину, в результате чего происходит образование глинисто-песчаных пробок в насосно-компрессорных трубах и на забое, что в свою очередь приводит к разрушению обсадных колонн и скважинных фильтров, снижению продуктивности скважин, абразивному износу скважинного и наземного оборудования и необходимости проведения дорогостоящих работ по капитальному ремонту скважин.

Приток пластового флюида в скважину, как на этапах освоения, так и при последующей ее эксплуатации определяется величиной депрессии в интервале продуктивного пласта. Изменение ее величины, непосредственным образом, сказывается на протекании фильтрационных процессов и на состоянии структуры порового пространства продуктивного пласта.

Поэтому разработка технологий и технических средств оборудования призабойной части ствола, обеспечивающих снижение уровня поступления твердых частиц горных пород в скважину, является актуальной проблемой для эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений.

Актуальность этой проблемы ещё больше усиливается на перспективу в следствии, постепенного увеличения доли трудно извлекаемых запасов из-за непрерывного ухудшения структуры коллекторов на действующих и неблагоприятной ее характеристики на вновь открываемых месторождениях, выработка запасов которых потребует массового применения химических, тепловых и других методов интенсификации.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА НЕУСТОЙЧИВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ УРЕНГОЙСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## 1.1 Краткое описание геологического строения верхнеапт-сеноманского нефтегазоносного комплекса Западно-Сибирской плиты

Одним из резервов направления увеличения добычи нефти и газа в Западно-Сибирской провинции являются разведка и разработка газонефтяных залежей, сложенных слабосцементированными коллекторами, приуроченных к верхнеапт-сеноманским отложениям.

В стратиграфическом отношении рассматриваемый нефтегазоносный комплекс Западно-Сибирской плиты включает отложения аптского и альбского ярусов нижнего мела и сеноманского яруса верхнего мела. От нижележащего неокомского комплекса он изолирован нижнеаптскими глинами и глинисто-алевролитовым флюидоупором, а сверху ограничен региональной турон-сеноманской глинистой и глинисто-кремнистой покрывкой. В северных и центральных районах Западной Сибири отложения комплекса выделяются в составе покурской свиты, которая, в свою очередь, расчленяется на четыре горизонта: викуловский, нижнехантыманийский, верхнехантыманийский и уватский. Аналогами покурской серии в южном и юго-восточном районе являются Ленковская и Симоновская свиты, в западных районах - Марресалинская, Усть-Енисейском районе — Яковлевская и Долганская свиты. Толщина отложений покурской серии и ее аналогов колеблется в Обь-Иртышском междуречье от 700 до 900 м, достигая в отдельных случаях 1000-1050 м; в бассейнах р. Надым, Пур и Таз толщина осадков изменяется в пределах 600-1100 м, а еще севернее на Ямале и Гыданском полуострове от 800 до 1200-1300 м. Средняя толщина верхнеапт-сеноманского нефтегазоносного комплекса составляет 780 м [1, 2].

В литологическом отношении эти отложения представлены терригенными отложениями преимущественно континентального и прибрежно-морского генезиса. Строение продуктивной толщи очень сложное: она представлена чередующимися преимущественно песчаными и алевроитоглинистыми пачками различной толщины, часто линзовидной формы. Многие исследователи пришли к выводу о двучленном делении толщи: континентального генезиса — нижняя часть (песчано-алевролитовый состав) и прибрежно-морского — верхняя часть (глинисто-алевролитовый состав) [3-7].

Песчаники и алевролиты серые и светло-серые с пропластками темно-серых глин. Величина открытой пористости изменяется от 10 ÷ 12 до 50%. Минералогический состав обломочной части пород как по площади, так и по разрезу не претерпевает значительных изменений, состав пород аркозовый с небольшим преобладанием кварца (48 ÷ 55 %, редко до 65 %) над полевыми шпатами (35 ÷ 42 %, редко до 30 %), при незначительном содержании обломков горных пород (4 ÷ 12 %) и слюд (1 ÷ 3 %). Несколько повышенное содержание кварца отмечается на Заполярной (65 %), Губкин-

ской и Комсомольской (55%) площадях. Минимальное содержание кварца (48 %) и в то же время повышенное содержание полевых шпатов (<40 %) и обломков горных пород (12%) зафиксировано на Бованенковской площади. Примерно такое же соотношение отмечено и на Крузенштернской площади: кварца (51 %), полевых шпатов (38 %) и обломков горных пород (8 %). Полевые шпаты в песчаниках и крупнозернистых алевролитах представлены калиевыми разностями и плагиоклазами. Степень изменения их самая различная. Наряду со свежими неизмененными зернами отмечаются и сильно измененные, часто каолинизированные. Обломки пород представлены кремнистыми разностями, измененными каолинизированными эффузивами, кварцевидными обломками, сланцами и осадочными породами кремнисто-глинистого состава. Условно, по особенностям геологического разреза, глинизации и размеру зерен обломочного материала, в изучаемых отложениях можно выделить три группы месторождений (литотипов): арктическую, северную и южную [8].

Южная группа месторождений (Губкинское, Комсомольское, Ваньганское и примыкающие к ним месторождения) представлена песчаниками мелкозернистыми алевритистыми, редко алевритовыми слабосцементированными, однородными или с небольшим количеством тонких прослоек углистого или углисто-глинистого материала. Песчаники относительно крупнозернистые, преобладают или присутствуют в значительном количестве фракции 0,25÷0,20 мм, 0,20÷0,16 мм, хотя иногда преобладает и фракция 0,16-0,1 мм. По данным фракционного анализа, даже среднее содержание фракции 0,01 мм составляет 11÷16 %, цемента в них обычно мало (не более 10 %); Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) этих песчаников очень хорошие. Открытая пористость больше 30 % ,чаще не ниже 35 %, проницаемость не менее  $400 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность не выше 25÷30 %. Для этой группы характерно наиболее высокое содержание песчаной фракции в породах, причем здесь развиты более крупные из имеющихся разностей песчаников. Отличается разрез этого района и по составу глинистых материалов цемента и глин.

В цементе по данным рентгеноструктурного анализа в значительных количествах присутствуют наряду с каолинитом (среднее содержание 35 %) хлорит (50 %) и гидрослюда (25 %). В составе глин преобладает хлорит (50÷55 %) и гидрослюда (25 %) при незначительном содержании каолинита (10%) и монтмориллонита (10 %).

В северной группе месторождений (Уренгойское, Ямбургское, Русское и другие) отложения представлены песчаниками мелкозернистыми алевритовыми (чаще) или алевролитами крупнозернистыми, также слабосцементированными, преимущественно однородными породами. В отличие от арктической группы лишь более мелкозернистые, преобладающие размеры зерен здесь или 0,1÷0,16 (чаще 0,1÷0,12), или же 0,01-0,12 мм. ФЕС также - хорошие. В частности, открытая пористость не ниже, а иногда даже

и выше, чем в южной группе, лишь в более глинистых (выше 30 %) разностях, открытая пористость ниже 30 %. То же относится и к проницаемости. Здесь содержание песчаной фракции в породах несколько ниже, существенно меняется состав цемента в песчаниках (преобладает каолинит – 80%), в глинах присутствуют каолинит, хлорит, гидрослюда и монтмориллонит примерно в равных количествах (15÷30 %).

Арктическая группа месторождений (Харасавэйское, Крузенштернское, Бованенковское и другие месторождения Ямала) представлена довольно разнородными породами. В эту группу входят, с одной стороны, алевролиты серые, крупнозернистые, песчанистые с хорошими ФЕС (открытая пористость более 26 %, чаще более 30 % и проницаемость от  $10 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $1000 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и более с другой, сюда попадают темно-серые глинистые разномелкозернистые и мелкозернистые алевролиты с очень низкими ФЕС (особенно проницаемостью — меньше  $10 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Причем в этих породах резко увеличивается и содержание глинистой фракции. Открытая пористость в мелкозернистых алевролитах бывает довольно высокая, лишь при высоких значениях глинистости (около 35 %) пористость менее 26%. Содержание песчаной фракции в породах еще ниже и если и отмечается в значительных количествах, то размер зерен соответственно уменьшается. Преобладают песчаники с размером зерен 0.1÷0.16 мм - крупнозернистые алевролиты. Состав цемента примерно тот же, что и в северной группе месторождений, но в глинах уже преобладает каолинит (50 %) при невысоком содержании (10÷20 %) гидрослюды хлорита и монтмориллонита. Гидрогеологическая характеристика верхнеапт-сеноманских отложений довольно хорошо изучена.

В центральной части Западно-Сибирской плиты в апт-сеноманских отложениях развиты воды преимущественно хлоркальциевого типа. Минерализация пластовых вод в этих районах достигает 20÷22 г/л. В северных районах Западно-Сибирской плиты пластовые воды имеют минерализацию 15÷19 г/л и относятся к хлоркальциевому типу. Газонасыщенность пластовых вод комплекса закономерно изменяется от обрамления Западно-Сибирской плиты к центральной части от десятых долей до двух-трех и более м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Состав газа, растворенного в подземных водах, в центральной и северной части Западно-Сибирской плиты преимущественно метановый с незначительным содержанием азота. Среднее значение газонасыщенности подземных вод составляет 1,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, среднее содержание СН<sub>4</sub>, в растворенном газе - 90 %, среднее содержание тяжелых гомологов метана (С<sub>2</sub>-С<sub>5</sub>) - 0,31%. Максимальные температуры у кровли сеноманских отложений (+40°С) отмечаются в пределах Ханты-Мансийской и Надымской впадин, а минимальные (до +10°С) — у восточного и северо-западного обрамления Западно-Сибирской плиты. В целом, для отложений верхнеапт-сеноманского нефтегазоносного комплекса, характерно отсутствие на большей части рассматриваемой территории выдержанных глинистых пе-

ремычек внутри разреза, причем, в восточном и южном направлениях он становится все более песчаным. В этом же направлении улучшаются и фильтрационно-емкостные свойства слагающих его пород, их гидродинамическая связь. Изучаемый комплекс в целом представляет собой единую гидрогеологическую систему [9].

## **1.2 Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов верхнеапт-сеноманских отложений Западно-Сибирской плиты**

Верхнеапт-сеноманские продуктивные залежи сосредоточены под регионально выдержанной глинистой покрывкой турон-датского возраста и связаны с мощной толщей переслаивающихся песчано-алевритовых и алевролитоглинистых пород. Для них характерна сравнительно близкая геолого-геофизическая характеристика по всей зоне продуктивности. Все верхнеапт-сеноманские залежи связаны со структурными ловушками и высота их определяется главным образом, высотой ловушки. Наиболее крупные залежи высотой до 155-235 м сосредоточены в центральной части (Медвежье, Ямбургское, Уренгойское, Заполярное месторождения). К югу (Губкинский, Вынгапуровский, Толькинский, Варьеганский нефтегазовые районы) и особенно к северу (Ямальская и Гыданская нефтегазовые области) от центральной зоны высоты залежей заметно уменьшаются и составляют для южной группы залежей 9-130 м, для арктической 4-100 м.

Согласно представлению о двухчленном строении продуктивной толщи в нижней и средней частях комплекса в южной группе месторождений залежи углеводородов открыты на Ваньеганском (пласт ПК<sub>13-22</sub>), Комсомольском (пласт ПК<sub>22</sub>), Северо-Комсомольском (пласт ПК<sub>19-20</sub>), Харампурском (пласт ПК<sub>22</sub>) и других месторождениях; в северной группе на Уренгойском (пласт ПК<sub>17-20</sub>), Северо-Уренгойском (пласт П<sub>21</sub>), Юрхаровском (пласт ПК<sub>17-18</sub>) и других месторождениях; в арктической группе на Бованенковском (пласты ПК<sub>8-9</sub>, ПК<sub>10-12</sub>), Крузенштернском (пласты ПК<sub>17-18</sub>, ПК<sub>8-9</sub>), Новопортовском (пласт ПК<sub>12-13</sub>), Южно-и Северо-Табейском (пласты ПК<sub>8</sub>, ПК<sub>10-12</sub>) и других месторождениях.

По типу залежи - массивные, с подстилающими подошвенными водами, тип коллектора преимущественно поровый, литолого-петрографические и фильтрационно-емкостные свойства которых к настоящему времени достаточно хорошо изучены [10-11].

Преимущественно глинистые породы приурочены к подошвенной части залежи, наиболее песчаные коллекторы приурочены к кровельной части залежи коэффициент песчаности до 0,7. Открытая пористость в отдельных случаях варьирует от 24 до 44 %. Газонасыщенная часть залежи охарактеризована керном в среднем на 18-19 %, нефтенасыщенная - на 19,3 %. Проницаемость от 10-15 до 1 и выше  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Коэффициент

нефтенасыщенности - 0,75 %; средняя нефтенасыщенная толщина - 9,7 м.

Режим работы залежей в основном газонапорный (нефть продвигается к забою скважины под напором газа, находящегося непосредственно в газовой шапке) совместно с упруго-водонапорным (за счет энергии упругих сил воды, нефти и горных пород).

Дебиты нефти изменяются от пленки нефти до 5-37 м<sup>3</sup>/сут через 8 мм штуцер, газа от нескольких до 94-1400 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 25-28 мм шайбу. Максимальный дебит нефти ( $Q = 63.2$  м<sup>3</sup>/сут) получен на скв. Р-102 Ваньеганского месторождения. Пластовое давление залежей, в основном, соответствует гидростатическому и изменяется от 8,0 МПа (скв. Р-12 Русского месторождения) до 11,5 МПа (Р-452 Северо-Комсомольского месторождения) и даже достигает 19,4 МПа на скв. Р-30 Берегового месторождения. Депрессии на пласт создаются от начальных единиц на Русском месторождении до 7,0 МПа на Береговом месторождении, но в среднем остаются в пределах 1,0-3,0 МПа.

Депрессия на продуктивный пласт ограничивается началом интенсивного выноса песка в ствол скважины с образованием песчаных пробок, а также характером притока. Так, например, на Русском месторождении, на скважинах, работающих пластовой водой с пленкой нефти (скв. 4, 12) уже при  $\Delta P = 0,05$  МПа песка в продукции наблюдается до 8 % от объема, а при увеличении депрессии до 1,9 МПа, происходит образование песчаной пробки. В то же время для скважин, работающих с незначительным содержанием воды, депрессия на пласт может достигать 2 -3 МПа (скв. 27, 29).

На Ваньеганском месторождении на скважине Р-151, на которой из пласта ПК получили пластовую воду с газом и пленкой нефти, песчаная пробка образуется при  $\Delta P = 1,5$  МПа. В то же время на скв. Р-145, где из пласта получили приток газа с нефтью при  $\Delta P = 3,0$  МПа значительного выноса песка не наблюдалось.

Минимальная пластовая температура наблюдается на скважине Р-4 Западно-Мессояхского месторождения +15 °С, во время испытания скважины постоянно наблюдалось образование гидрата, максимальная  $T_{пл} = +57$  °С на Береговом месторождении, но в среднем составляет +20-30°С. Газовый фактор незначительный и в среднем составляет 2 - 35 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (скв. Р-452, Р-451 Северо-Комсомольского месторождения). Кинетическая вязкость нефти в пластовых условиях изменяется от  $30 \times 10^{-6}$  скв. Р-451) до  $421 \times 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с (Р-459 Северо-Комсомольского месторождения).

Плотность газа имеет диапазон от 0,678 до 0,714 г/л. Средний коэффициент растворимости равен  $0,318$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Песчаники сеноманских отложений представлены рыхлыми, слабосцементированными разностями пород, поэтому при бурении и испытании наблюдаются их разрушение, обвал стенок, образование каверн, вынос песка в ствол скважины. Кроме того, в этих залежах на начальных этапах отбора нефти наблюдаются понижение ГНК и двухфазное течение нефти и газа. При

дальнейшем освоении скважины происходит прорыв газа из газовой шапки к забою скважины через верхние отверстия интервала перфорации, который сопровождается понижением пластового давления в газовой части залежи. Падение давления в газовой шапке, в свою очередь, приводит к падению пластового давления в нефтяной части залежи. В этом случае происходят выделение растворенного в нефти газа в свободное состояние и его продвижение и аккумуляция в газовой шапке, это сказывается на дальнейшем увеличении вязкости нефти. Геолого-промысловая специфика и основные сложности разработки подобных газонефтяных залежей определяются условиями совместного залегания в пласте нефти и газа, отсутствием надежных глинистых разделов на уровне газонефтяных контактов (ГНК). Это обуславливает наиболее типичные осложнения: либо прорыв газа из газовой шапки, либо внедрение нефти в газонасыщенную зону пласта, что приводит к потере нефти в виде мертвого остатка в пласте.

### **1.3 Современное техническое состояние сеноманских скважин Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции**

В настоящее время основной объем Российского газа добывается на Медвежьем, Уренгойском, Заполярном и Ямбургском месторождениях. Газовый контакт, как показано ранее четко выделяется в скважинах вскрывших чистые и слабозаглинизированные песчаники.

Промышленная эксплуатация сеноманской залежи Уренгойского месторождения начата в апреле 1978 года. Проектный уровень отборов 250 млрд.м<sup>3</sup> газа был достигнут в 1985 году. На сегодня отбор газа в целом по месторождению ниже проектного, что связано с наложенными ограничениями на работу некоторых скважин в связи с выносом пластовой воды и механических примесей, причем количество скважин, работающих с ограничениями по дебиту, постоянно увеличивается.

В начальный период эксплуатации для обеспечения проектного дебита создавалась депрессия 0,09-0,26 МПа для собственно Уренгойской площади. По Северо-Уренгойскому месторождению дебиты от 800 до 1000 тыс.м<sup>3</sup>/сут были получены при депрессии 0,61-2 МПа. Продолжительное время фактический дебит превышал проектный почти в два раза на Уренгойском месторождении и 600-625 тыс.м<sup>3</sup>/сут по Северо-Уренгойскому месторождению против проектного 500 тыс.м<sup>3</sup>/сут. В 1996 году годовой темп падения дебитов изменялся от 5-10 тыс.м<sup>3</sup>/сут до 65-75 тыс.м<sup>3</sup>/сут, составляя в среднем 5 тыс.м<sup>3</sup>/сут по собственно Уренгойской площади и 35 тыс.м<sup>3</sup>/сут по Ен-Яхинской площади, что вызвано снижением пластового давления по месторождению и началом периода падающих отборов.

С начала разработки пластовое давление по длительно разрабатываемым Уренгойской (1978 г.) и Ен-Яхинской (1985 г.) площадям снизилось

от начального  $\approx$  на 80 %. По двум другим площадям – незначительно в связи с более поздним вводом их в разработку: Песцовая площадь (2004 г.) – на 26 %; Западно-Песцовая – (2010 г.) – на 10 %. Текущая газоотдача по сеноманской залежи Уренгойского месторождения составляет более 70 %.

#### 1.4 Характеристика пескопроявляющих коллекторов

Как показывают исследования, проведенные в России и за рубежом, в процессе освоения, испытания и эксплуатации скважин твердые частицы выносятся из пласта вследствие разрушения в нем природного цементирующего материала. Это может происходить из-за: нарушения равновесия в массиве породы в пристволевой зоне под воздействием горного и забойного давлений; влияния переменных механических нагрузок на пласт; воздействия нагрузок при фильтрации жидкостей; растворения цементирующего материала в результате большого притока пластовой воды.

Несцементированным считается пласт, не содержащий достаточного количества природного цементирующего материала, чтобы удержать слагающие породу зерна минералов во взаимном контакте в процессе притока нефти или газа к скважине. Такие характеристики присущи молодым осадочным породам третичного периода, например миоценового возраста [12].

Несцементированные породы классифицируются различной степенью консолидации. Отдельные виды песчаников имеют разную степень сцементированности. Породы продуктивного пласта могут также изменяться, становясь менее сцементированной, в зависимости от дебита скважин, давления и других факторов.

Все породы охватываются диапазоном от хорошо сцементированных до полностью несцементированных. Тем не менее, применительно к поставленной задаче мы рассмотрим четыре основных типа пород: хорошо сцементированные, хрупкие, частично сцементированные и полностью несцементированные.

**Хорошо сцементированные** породы характеризуются сравнительно большим содержанием известковых или кремнистых минералов, связывающих отдельные зерна. Такие породы имеют относительно высокую прочность при сжатии и отличаются значительной сопротивляемостью перемещению отдельных зерен песка, так что они редко способствуют возникновению осложнений, обусловленных поступлением в скважину пластового песка.

**Хрупкие или полустойчивые** породы выглядят как хорошо консолидированные. Обычно они хорошо сцементированы, легко разбуриваются, в том числе колонковым долотом, и, по-видимому, достаточно прочны, чтобы не возникали проблемы пескопроявления. Тем не менее, в скважинах, вскрывших такие породы, первоначально в течение небольшого периода времени нередко наблюдается поступление пластового песка. Поставка песка может начаться также после истощения коллектора или после прорыва воды в добывающую скважину.

**Частично цементированные пласты.** Зерна песка в них скреплены мягкой глиной и илом. Чаще всего такие породы имеют низкую прочность при сжатии и ограниченную сопротивляемость фильтрации пластового флюида. Скважины, вскрывшие подобные пласты, бывают пескопроявляющими на протяжении некоторого периода их эксплуатации.

**Полностью нецементированные** пласты могут содержать большие количества связующих минералов и в то же время оставаться неконсолированными. Целостность пласта может сохраняться за счет проявления небольших по величине сил сцепления и уплотнения пород. Следовательно, любое движение пластового флюида в направлении ствола скважины приводит к иммобилизации песка.

Некоторые исследователи проводят классификацию пород по степени устойчивости [13] (таблица 1).

В глубоких скважинах, разрезы которых представлены мощными толщами глинистых формаций (глины, аргиллиты, алевролиты, мергели и глинистые сланцы), проблема устойчивости ствола имеет очень большое значение. Бурение таких скважин сопровождается образованием каверн, сужением ствола скважины, прихватами и сложностью сохранения керна. Классификация нецементированных коллекторов представлена на рисунке 1.

Таблица 1

Классификация пород по степени устойчивости

Степень устойчивости	Горные породы	Связь между зернами
Весьма неустойчивые	Рыхлые (пески, гравий, галечник)	Отсутствует
С изменяющейся устойчивостью	Плотные невысокой прочности, растворимые или размываемые буровым раствором (глинистые породы, каменная соль)	Сложная (исчезающая при насыщении водой)
Слабоустойчивые	Скальные, но раздробленные; сбрекчированные (цементированные брекчией или конгломератом, слабые песчаники, сланцы и угли)	Недостаточно прочная
Устойчивые	Породы высокой и средней твердости, монолитные или слаботрециноватые, не размываемые буровым раствором (граниты, диориты, базальты, кварциты, песчаники и т.д.)	Прочная

Нецементированные пласты встречаются практически во всех основных нефтедобывающих регионах мира. С проблемами образования песчаных пробок на таких месторождениях часто сталкиваются при строительстве морских скважинах, а также скважин, продуктивные пласты которых представлены молодыми формациями. В этом отношении наибольшую известность: как на суше, так и на море получили месторождения на Северном побережье Мексиканского залива, в бассейне Лос-Анджелес, штат Калифорния (месторождение Уилменгтон), а также площади битуминозных песков в Канаде, в Индонезии, Нигерии, Венесуэле,

Тринидаде и Тобаго. Значительные трудности связанные с пескопроявлением, отмечаются также на озере Маракайбо, шельфе Норвегии и других районах Северного моря, шельфе КНР, в районе Западного побережья Африки и в центральной части России.

Подобные залежи в Западной Сибири впервые были открыты на Русском месторождении в конце 60-х – в начале 70-х годов. Была проведена пробная эксплуатация, но вопрос о дальнейшей разработке залежи все еще остается открытым.

Впоследствии был открыт целый ряд пробных залежей на месторождениях: Антипаютинском, Барсуковском, Ваньеганском, Комсомольском, Мессояхском, Северо-Комсомольском, Тазовском, Харампурском и др [14].

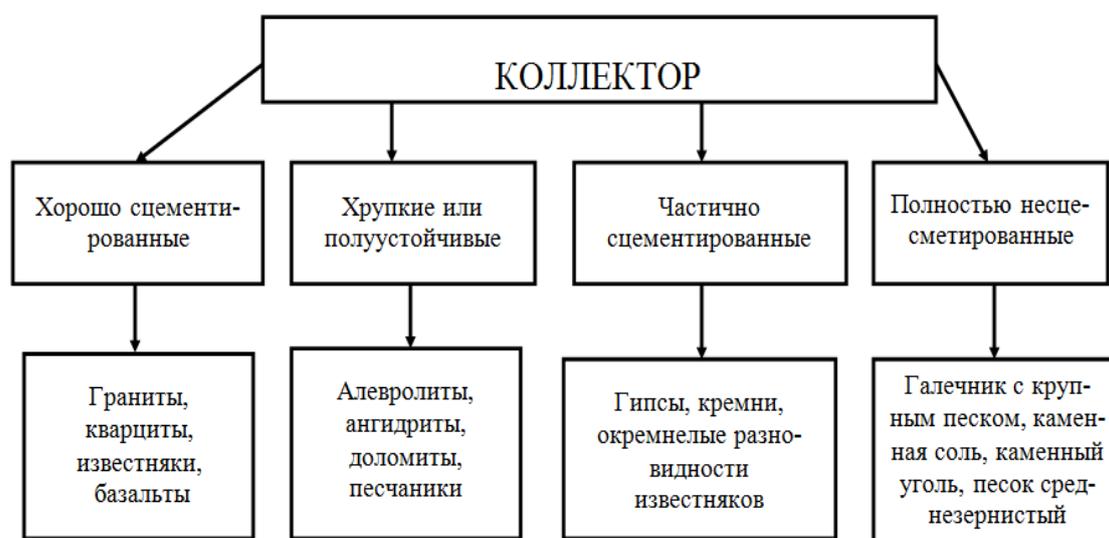


Рисунок 1 – Классификация неустойчивых коллекторов

На данный момент на этих месторождениях установлено свыше 500 млн.т извлекаемых запасов нефти категории С1, но по различным причинам они не разрабатываются. Основными причинами, препятствующими введению этих месторождений в разработку, является вынос песка из слабосцементированного коллектора.

Отложения верхнеапт-сеноманского нефтегазонасного комплекса распространены по всей территории Западно-Сибирской плиты. С ними связаны крупнейшие и уникальные газовые и газонефтяные залежи. В бассейнах р. Надым, Пур, Таз открыты крупнейшие газовые и нефтегазовые залежи на Уренгойском, Медвежьем, Ямбургском, Заполярном, Комсомольском, Губкинском, Русском и других месторождениях [15, 16, 17].

По данным анализа петрографических зависимостей для сеноманских продуктивных отложений этих месторождений, полученных в результате лабораторных исследований кернового материала, все породы по своим коллекторским свойствам Ю.Г. Тер-Саакянном разделены на три группы, представленные в таблице 2 [10, 18] .

Таблица 2

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов газоносной  
толщи сеноманских отложений

Свойства коллекторов, ФЕС	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент газонасыщенности	Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	Содержание глины и карбонатов, %
Низкие	19,9-24,2	0,04-0,25	0,002	42-62
Средние	24,2-29,5	0,25-0,60	0,002-0,21	30-42
Высокие	29,5-40,7	0,60-0,90	0,21-3,5	15-30

Содержание глинистого и карбонатного цемента определяет ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства) коллектора. Среднее содержание глинистой (размер частиц  $d \leq 0,01$  мм) и алевролитовой ( $d=0,1-0,01$  мм) фракций примерно одинаково равнозначно и в сумме составляет около 97 %, карбонатность пород меняется от 0 до 18 %.

Во второй группе с средними ФЕС преобладает алевролитовая фракция, среднее содержание которой составляет 55 %, на долю глинистой фракции приходится в среднем 24 %, а на долю песчаной 9 %. Средняя величина карбонатности составляет 12 %.

Третья группа пород имеет наибольшее распространение в разрезе скважин и характеризуется лучшими ФЕС. Это связано со снижением содержания глинистой фракции до 25 % и увеличением объема песчаной в среднем на 26%.

Сотрудниками ООО «Уренгойгазпром» коллектора с высокими ФЕС подразделяются на пять типов: песчаники с низкими ФЕС, средними ФЕС, высокими ФЕС, очень высокими ФЕС и сверхвысокими ФЕС – суперколлектора. Главными признаками суперколлекторов является низкое содержание до 6 % глинистых фракций, которые представлены в основном иллитами (43 %) и каолинитами (43 %), содержание песчаной фракции до 94 %, состоящей из кварца (55 %) и натриево-калиевых шпатов (37%) с незначительными включениями доломитов (1 %) и сидеритов (1 %) – таблицы 3, 4. Проницаемость таких коллекторов достигает 3,5 мкм<sup>2</sup>. Суперколлектора имеют очень низкие прочностные свойства и способны разрушаться при минимальных депрессиях от 0,1 до 0,4 МПа [11].

Таблица 3

Минералогический состав песчаных коллекторов сеноманских газовых скважин  
УГКНМ (по данным рентгеновского анализа)

Минералы	Кварц	Калиевый полевой шпат	Натриевый полевой шпат	Доломит	Сидерит	Глины
Содержание, %	55	17	20	1	1	6

Минералогический состав глинистой составляющей  
(по данным рентгеновского анализа)

Глины	Иллит	Каолинит	Хлорит	Смектит
Содержание, %	43	43	2	12

Ахметовым А.А. [11] установлено, что песок в основном выносится из интервала залегания суперколлекторов с поверхности фильтрации при определенном режиме эксплуатации. По мере эксплуатации на поверхности фильтрации формируются дефекты, напоминающие по форме коррозионные раковины или язвы, которые в итоге приводят к более интенсивному разрушению коллектора, характеризующимся значительным выносом песка до нескольких килограммов в сутки.

В начальный период эксплуатации скважин разрушения продуктивных коллекторов не происходит, если депрессия на пласт не превышает предельной величины для данного типа коллектора. Для суперколлекторов в начальный период эксплуатации предельная депрессия на пласт составляет 0,5-0,6 МПа, а для более плотных коллекторов 1,0-1,2 МПа. По мере роста объема накопленной добычи газа, увеличения притока воды, снижения пластового давления величина предельно-допустимой репрессии снижается. Установлено, что максимальные объемы поступающего газа от 45 до 75 % дебита приурочены к интервалам залегания суперколлекторов таблица 5 [11]. При этом высокие фильтрационные скорости и поступление вместе с газом пластовой воды способствует разрушению слабосцементированных коллекторов.

При накоплении объема добычи газа в расчете на один метр суперколлектора до 300-400 млн.м<sup>3</sup>/м и более, а также при интенсивном притоке вод суперколлектор начинает разрушаться при депрессии менее 0,3 МПа. В условиях поступления пластовой воды разрушение суперколлектора может происходить при меньших объемах накопления добычи и депрессиях менее 0,1 МПа [19].

Таблица 5

Результаты исследований механических примесей  
в зависимости от накопленного отбора газа

№ скважины	Интервал перфорации	Текущий забой	Отношение текущего дебита к проектному		Проба воды Минерализация, г/л	Фракционный состав механических примесей, %		
	Толщина суперколлектора		Скважины	На 1 м суперколлектора		0,5-0,297 мм	0,297-0,147 мм	0,147-0,00 мм
1	3	4	5	6	8	9	10	11
285	<u>1177-1197</u> 6	1191	16,5	2,8	0,56	1,86	79,28	18,86
214	<u>1103-1139</u> 15	1121	16,8	1,1	0,5	5,91	70,8	23,23

463	$\frac{1200-1235}{32}$	1202	20,5	0,6	16,8	1,46	74,6	23,8
482	$\frac{180-1202}{4}$	1235	21,7	5,4	0,265	3,2	69,4	27,3
1226	$\frac{1197-1215}{7}$	1195	6,8	1,0	17,9	1,6	62,9	35,6
5141	$\frac{1165-1203}{15}$	1154	10,0	0,7	17,24	0,56	62,4	37,0
254	$\frac{1179-1221}{32}$	1190	19,7	0,6	17,96	1,9	76,6	21,5

Вынос песка и образование песчаных пробок на забое наблюдается в основном в нижележащих интервалах поступления газа, которые работают в наиболее сложных условиях. В вышележащих интервалах поступления газа когда динамический уровень жидкости ниже подошвы интервала, разрушение коллекторов наблюдается при накоплении объема добычи более 1000 млн.м<sup>3</sup>/м. Разрушение продуктивных коллекторов таким образом, происходит ступенчато от нижних к верхним интервалам притока газа в скважину.

Средние значения выноса песка в сеноманских газовых скважинах УНГКМ в зависимости от дебита и наличия суперколлектора колеблются от 0,004 г/м<sup>3</sup> до 0,5 г/м<sup>3</sup> (от нескольких граммов до нескольких килограммов в сутки) таблица 6.

Фракции 0,5-0,104 мм являются основой керна и в породах суперколлектора составляют 90,4% по массе, а в составе песчаных пробок – 45 %. Основной объем выносимого песка составляют фракции 0,147 до 0,01 мм – 81,8 % рисунок 2. Таким образом, из пласта сначала выносятся мелкие фракции песка, а затем, по мере роста суффозии, начинается разрушение суперколлектора и фракционные составы выносимого песка и керна будут сближаться.

Таблица 6

Результаты исследований водопескопроявляющих скважин Уренгойской группы месторождений при промывке песчаной пробки

Номер скважины	Интервал промывки, м	Вынос примесей, г		Минерализация проб воды, г/л
		вода	песок	
1	2	3	4	5
1872	1220-1222	35000	1440	17,3
122	1210-1220	8000	80	16,5
164	1173-11481	350	80	7,7
214	1121-1219	230	Нет	3,2

285	1185-1199	1500	Нет	1,5
322	1190-1213	20000	123	0
463	1208-1403	300	Нет	0
482	1192-1235	60	32	0,3
4131	1185-1210	20	32	0
512	11810-1229	8000	Нет	0,7
514	1146-1150	850	Нет	0
592	1182-1184	Нет	Нет	0,2
682	1142-1232	300	560	0
6102	1216-1233	750	Нет	0,2
6121	1181-1185	850	Нет	1,5
6132	1204-1240	650	40	1,7
7121	1140-1154	200	640	3,3

Результаты проведенных исследований показателей работы газовых скважин, вскрывающих сеноман Уренгойской группы месторождений позволил разделить их на три группы по интенсивности выноса песка:

I – скважины, в которых разрушение коллектора в настоящий период не происходит – 31 %;

II – скважины, в которых разрушение коллектора происходит с образованием разрушающихся песчаных пробок с незначительным снижением дебита – 41 %;

III – скважины, в которых интенсивное разрушение коллекторов с образованием песчаных псевдосжиженных пробок с перекрытием интервала перфорации и башмака НКТ со значительным снижением дебита (в 3-5 раз) и даже прекращением поступления газа – 28 %.

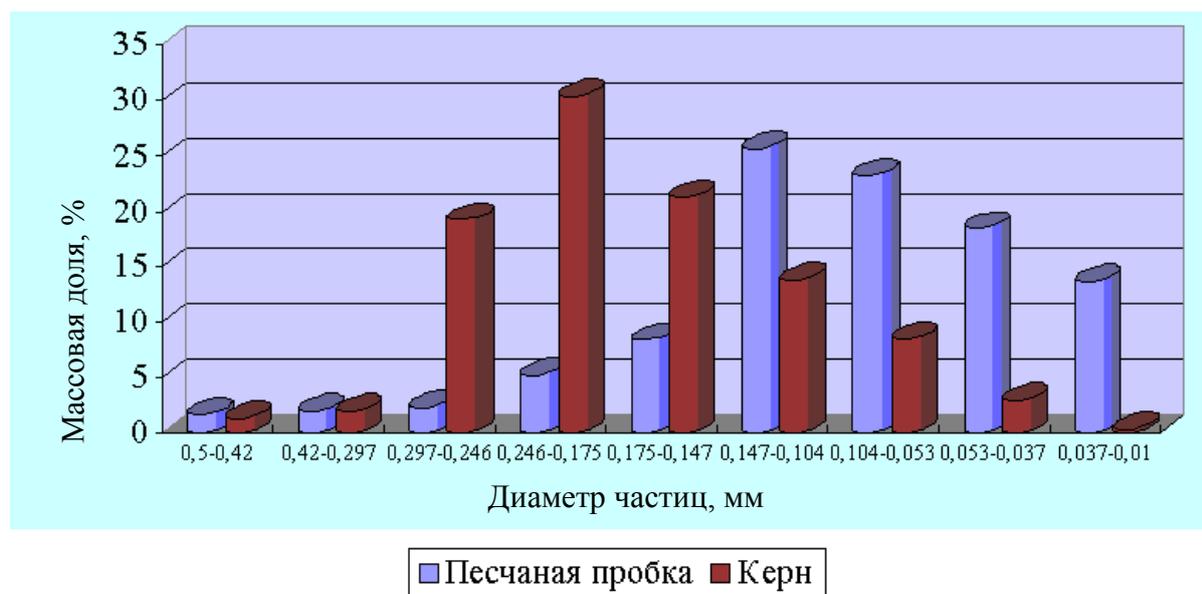


Рисунок 2 – Гранулометрический состав кернового материала и песчаной пробки сеноманских скважин Уренгойской группы месторождений

Эти группы скважин соответствуют классификации коллекторов с низкими, средними и высокими ФЕС, причем третья группа скважин вскрывает интервалы, приуроченные к суперколлекторам.

### 1.5 Причины разрушения коллекторов и выноса песка

Разрушение слабосцементированных коллекторов может происходить вследствие растворения и выноса цементирующего материала и проявления капиллярных сил в результате большого притока пластовой воды.

Прочность глинистого цемента – следствие геологических процессов, приводящих к обезвоживанию глинистых осадков. Вмешательство человека нарушает физико-химический баланс, существующий между глинистыми частицами и их окружением, при обводнении пласта состав жидкости в порах между песчинками меняется, глинистые частицы могут набухать, и как следствие, прочность глинистого цемента снижается.

Рассмотрим кратко некоторые аспекты механизма разрушения глинистых минералов, которые цементируют основу газоносного коллектора - кварцевый песчаник. На Уренгойском месторождении глинистый цемент состоит из каолинитов (43 %), иллитов (43 %), смектитов (12 %) и хлоритов (2%).

Глинистые минералы имеют следующий химический состав

- группа каолинитов  $Al_2O_3 \times 2SiO_2 \times 2H_2O$
- группа гидрослюд-иллитов  $K_7(Al_4Fe_4Mg_4Mg_6 \times (Si_8 - Al_4)O_{20}(OH)_4$ ;
- группа смектитов (монтмориллонитов, бейделлитов и др.)  $0,33Na(Al_{1,67}Mg_{0,33}O_3)4SiO_2 \cdot H_2O$ ;
- группа хлоритов  $(Mg, Fe)_{6-n}(Al Fe^{3+})_n(OH)_8 \times AlnSi_{n-4}O_{10}$ , где  $n=0,6 \div 2$ .

Указанные группы минералов (глин) состоят из отдельных пакетов плоских элементарных чешуек, наложенных друг на друга своими плоскими гранями. Отдельная элементарная чешуйка очень тонка, но имеет довольно большие длину и ширину. Накладываясь друг на друга, чешуйки могут образовывать агрегаты большой толщины. Чешуйки, соприкасающиеся своими силикатными слоями, не имеют жесткого сцепления друг с другом и легко могут быть отделены одна от другой. Установлено, что расстояние от основания одной частицы до основания соседней для воздушно-сухого натриевого бентонита равно около 0,98 нм, а для кальциевого или магниевого около 1,18-4-1,21 нм. Разница объясняется тем, что в кальциевом бентоните между частицами имеется один слой молекул воды, в то время как у натриевого бентонита такой слой отсутствует.

Ион натрия, имеющий низкую энергию гидратации, не может адсорбировать воду так же легко, как ион кальция, обладающий более высокой энергией гидратации. Если поместить натриевый и кальциевый бентониты сначала в атмосферу воздуха с постепенно увеличивающейся влажностью, а затем

в воду, то расстояние между частицами будет увеличиваться в соответствии с числом слоев воды, адсорбированных глинистыми частицами. Изменение межплоскостного расстояния для кальциевого бентонита в зависимости от количества адсорбированной воды показано в таблице 7. Для кальциевого бентонита расстояние между соответствующими поверхностями соседних частиц достигает максимума 1,5-1,8 нм, если частицы под действием механических усилий не разделяются. При гидратации натриевого бентонита в условиях высокой относительной влажности, близкой к полному насыщению, межплоскостное расстояние увеличивается до 1,25 нм [20-26].

При погружении натриевого бентонита в воду катион натрия стремится отделить частицы одну от другой, и в таких условиях межплоскостное расстояние увеличивается до 4,0 нм [27, 28].

Таблица 7

Изменение межплоскостного расстояния для кальциевого бентонита в зависимости от количества адсорбированной воды

Количество воды на 100 г сухой глины, г	Межплоскостное расстояние, нм
10,0	1,12
13,9	1,21
19,5	1,34
24,2	1,46
29,5	1,51
36,3	1,56
41,8	1,57
59,0	1,78

Первой стадией механизма адсорбции влаги является гидратация обменных катионов. Если обменные катионы представлены катионами кальция или магния, то на их гидратацию требуется 6 молекул воды; на гидратацию иона лития - 3 молекулы воды или меньше; катионы натрия, калия и водорода не гидратируют. Второй стадией процесса является гидратация поверхности силикатных слоев. Вода, гидратирующая эту поверхность, связана с глинистой частицей менее прочно, чем вода, идущая на гидратацию обменных катионов. Если влажность воздуха растет или бентонит помещен в воду, то вслед за первым слоем молекул воды, примыкающим к поверхности частицы, могут образовываться дополнительные слои гидратационной воды. Максимальное количество воды, адсорбированное глинистыми частицами, определяется, вероятно, расстоянием между поверхностью силикатного слоя частицы и обменным катионом [24-26].

Степень гидратации различных бентонитов зависит от того расстояния, на которое катионы удаляются от плоских граней глинистых частиц. Когда обменный катион прочно адсорбирован частицей, как в

кальциевом или водородном бентоните, стремление катиона разделять соседние частицы мало. Было установлено, что такие глины, даже будучи помещенными в воду, адсорбируют небольшое количество воды, достаточное лишь для того, чтобы межплоскостное расстояние частиц достигло 1,5-1,7 нм. Если обменные катионы обладают высокой способностью к диссоциации (например, в натриевом или литиевом бентоните), то диссоциация приводит к увеличению расстояния между частицами. Последнее, наряду с легким перемешиванием, может привести к полному отделению элементарных частиц друг от друга. При гидратации натриевого бентонита чешуйки его отодвигаются друг от друга на значительное расстояние, вплоть до полного отделения индивидуальных частиц, покрытых слоями гидратационной воды, толщина которых пропорциональна расстоянию от поверхности частицы до катиона, компенсирующего отрицательный заряд глинистой частицы [27].

Действие капиллярных сил проявляется иначе. Остаточная вода занимает в порах несцементированного песка пространства так называемых пендулярных колец, окружающих точки контактов смежных песчинок (рисунок 4). Межфазное натяжение  $\sigma$  и кривизна мениска поверхности между водой и окружающей углеводородной жидкостью (или газом) создают капиллярное давление  $P_k$  которое приводит к взаимному прижатию контактирующих песчинок. Величина капиллярного давления определяется известной формулой Плато (Platefu):

$$P_k = \sigma \times \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (1)$$

где  $R_1$  и  $R_2$  - главные радиусы кривизны. В случае, показанном на рисунке 3, радиус  $R_2$  берется со знаком минус, так как центр этого радиуса кривизны расположен с выпуклой стороны мениска, и формула (1) для этого случая получает вид

$$P_k = \sigma \times \left( \frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right) \quad (2)$$

Сила капиллярного притяжения двух песчинок друг к другу определяется выражением

$$F = \pi R_2^2 P_k = \pi R_2^2 \sigma \left( \frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right) \quad (3)$$

При увеличении водонасыщенности пор размеры и форма пендулярных колец меняются, как показано на рисунке 4. При этом радиус кривизны  $R_1'$  увеличивается быстрее, чем радиус кривизны  $R_2'$ , и величина разности в скобках в формуле (3) уменьшается. Соответственно ослабляется и сила капиллярного притяжения смежных песчинок, а в условиях достаточно высокого водонасыщения она может вообще исчезнуть.

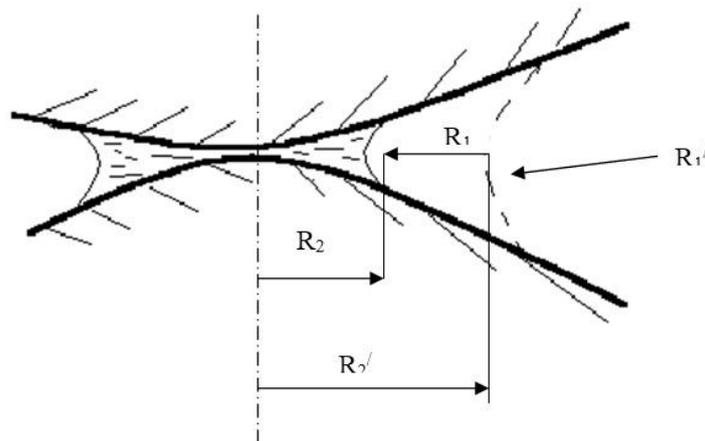


Рисунок 3 – Механизм сцепления песчинок под действием капиллярных сил

При фильтрации дизтоплива наблюдается определенная прочность песка, а при фильтрации воды водонасыщенность пористой среды возрастает, силы капиллярного сцепления между песчинками исчезают и как следствие, интенсивно выносится песок.

Слабосоленый раствор легко проникает к пендулярным кольцам увеличивая их размеры и снижая капиллярное сцепление песка. Вязкие жидкости, имеющие низкую фильтруемость, в меньшей степени повышают водонасыщенность, в зонах еще не размывого песка. В этом случае капиллярное сцепление сохраняется и, соответственно, снижается количество вымытого песка.

Основываясь на приведенном механизме гидратации и диспергирования цементирующих газоносный песчаник глинистых минералов, а также действию капиллярных сил, можно утверждать, что эти процессы могут быть определяющими в разрушении продуктивных коллекторов при поступлении воды.

Основной причиной разрушения призабойной зоны является завышенная величина градиента давления на стенки скважины и скорость фильтрации жидкости. Давление и величина скорости фильтрации определяются расстоянием рассматриваемой точки поля от оси скважины.

В процессе строительства скважины гидростатическое давление столба промывочной жидкости уравнивает напряжение в призабойной зоне и способствует сохранению устойчивости стенок скважины.

При вызове притока (эксплуатации скважины) равновесное состояние системы скважина-пласт нарушается, происходит разрушение и пластическое течение рыхлых пород, усиливающееся фильтрационными процессами при перемещении пластовой жидкости к забою.

При больших значениях дебитов растягивающие усилия приводят к разрушению забоя и выносу частичек породы из скважины (или скоплению их на забое). Очевидно, чем выше дебит скважины, тем больше перепад давления на забое скважины и радиус возмущенной зоны и выше напряжения в нефтеносных горизонтах. При достижении критических растягивающих напряжений, превышающих пределы упругости пород, возможно разрушение пород с последующим выносом песка в ствол скважины [1, 2, 29].

Показано, что при длительном нагружении горных пород, наблюдается явление статической усталости, приводящее к постепенному разрушению материала коллектора. Наличие зависимости прочности от времени при статической нагрузке, получившая название статической усталости, отмечалось многими исследователями [29-31]. В этой связи многие нефтяные, газовые, газоконденсатные и водозаборные скважины оборудуют фильтрами различных конструкций. Их наличие приводит к перераспределению напряжений в призабойной зоне, увеличению гидравлических сопротивлений, повышению устойчивости пород призабойной зоны усталостным разрушениям, снижению пескопроявлений и т.п.

Механизм разрушения слабосцементированного коллектора рассматривают [32] как отрыв от поверхности образца частиц породы, имеющих форму конуса, вершина которого в процессе размыва перемещается в сторону, противоположную направлению фильтрации. В основе теоретических предположений лежит гипотеза о том, что напряженное состояние в призабойной зоне создается весом вышележащих пород, давлением жидкости и напряжением в скелете породы:

$$P_r = P_{пл} + \sigma_{ск}, \quad (4)$$

где  $P_r$  – суммарное горное давление, МПа;  
 $P_{пл}$  – давление пластового флюида, МПа;  
 $\sigma_{ск}$  – напряжение в скелете породы, МПа.

Направление нормальных напряжений в скелете породы  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$  зависит от геологических и топографических условий залегания пласта.

Коэффициент бокового давления  $K = \sigma_1 / \sigma_3$  представляет собой отношение вертикальных и горизонтальных напряжений. Значение нормальных и касательных напряжений определяется по теории прочности О. Мора.

В связи с тем, что при вскрытии продуктивного пласта появляется свободная поверхность, в пристволевой зоне изменяются все три компоненты давления, приводящие к деформации порового коллектора и изменению его фильтрационных свойств [29, 31, 33, 34].

Прочность пород на сжатие понижается в несколько раз при воздействии на продуктивный коллектор неминерализованным фильтратом промывочной жидкости. Проведенный под наблюдением Г.Т. Овнатанова несложный эксперимент с керновым материалом Русского месторождения показал, что образцы нефтенасыщенного керна, погруженные в стаканчик

с водопродной водой без обработки и с обработкой ПАВ ОП - 70,2 % (масс), через сутки полностью подобный образец керна в нефти этого месторождения сохранил свою структуру. Отсюда сделан вывод о вредном влиянии фильтрата применяемых промывочных жидкостей на прочностные свойства коллектора и поставлен вопрос о необходимости вскрытия продуктивных отложений, безводными растворами на нефтяной основе для предотвращения пескопроявлений в дальнейшем [9].

Одной из причин пескопроявлений, образования песчаных пробок является несоответствие выбора конструкции забоев скважин способам вскрытия [35].

Существующие способы перфорации обсадных труб против продуктивных пластов приводят к разрушению цементного камня, причем в значительном удалении от вскрываемых участков, что ведет к обводнению скважин и выносу песка даже в устойчивых коллекторах. При многократных залпах перфораторов при вскрытии пластов кумулятивными снарядами происходит встряхивание обсадной колонны, что приводит к отслаиванию цементного камня от нее, и кроме того, зачастую к разрушению обсадной колонны.

Образование продольных трещин в колонне, нарушение целостности цементного камня, нарушение плотности контакта цементный камень – порода, цементный камень – обсадная колонна приводят к выносу песка и образованию песчаных пробок.

Кроме того, при освоении скважин, как правило, производятся стимулирующие обработки призабойной зоны продуктивных горизонтов проведением соляно-кислых обработок (СКО), гидроразрыва пласта (ГРП), имплозионного воздействия и т.д. Характерной особенностью этих операций является создание высоких избыточных давлений на призабойную зону продуктивных пластов – депрессий и репрессий. Депрессии при этом достигают 15-20 МПа, а репрессии 30-50 МПа. Воздействие столь высоких гидродинамических нагрузок на элементы крепи и фильтр скважины – один из главных факторов нарушения герметичности разобщения пластов в заколонном пространстве, возникновение заколонных и межпластовых перетоков пластовых флюидов, прорыва подошвенных вод к забою скважины, обводняющих добываемую продукцию и вынос песка.

Существующие способы перфорации обсадной трубы против продуктивного пласта приводят к разрушению цементного камня, причем в значительном удалении от вскрытых участков, что является одной из причин преждевременного обводнения скважин и выноса песка. Известно, что ударная волна по металлу распространяется в 8 раз быстрее, чем по цементному кольцу. При многократных залпах при вскрытии пласта кумулятивными снарядами происходит встряхивание обсадной колонны, что приводит к отслоению цементного камня от неё. Как показывают исследования [36, 37], подобные нарушения наблюдались в шести из десяти исследованных скважин в интервале от 2 до 6 м от перфорированных отверстий

и четыре из (40 %) обводнялись процессе освоения. В процессе перфорации обсадная колонна подвергается значительной объемной деформации с образованием преимущественно продольных трещин по телу трубы. Эти механические нарушения происходят, как правило, при первом залпе перфоратора; при последующих залпах не образуется новых трещин, а лишь увеличиваются размеры имеющихся. Часто окончание единичных трещин становится началом других; приводя к выпадению кусков трубы, т.е., механическому разрушению колонны. Все это создает условия для возникновения и развития процесса пескопроявления.

Результаты опытов [36], проведенных как в лабораторных условиях, так и в скважинах показывают, что при перфорации колонн, как пулевым залповым перфоратором, так и корпусным кумулятивным перфоратором (ПК-103) внутри колонны в интервале перфорации образуются мощные гидравлические удары (280 МПа и более). Причем мгновенное действие этих ударов приводит не только к разрушению цементного камня, но зачастую, и к разрушению обсадной колонны.

В таблице 8 приводятся сведения о влиянии перфораций на целостность патрубков из 146 мм обсадных труб.

Кроме указанного, при этих способах перфорации возникают аварии из-за прихвата перфорационных снарядов, из-за малого зазора между диаметром снаряда и внутренней стенкой обсадных труб, особенно при перфорации летучек, хвостовиков, а также эксплуатационных колонн при капитальном ремонте скважин.

Таким образом, рассматривая работу колонны во взаимосвязи с цементным кольцом и окружающими горными породами, можно сделать вывод, что применение этой конструкции в скважинах со слабосцементированными коллекторами почти всегда сопряжено с пескопроявлением. На рисунке 4 представлена схема основных причин разрушения неустойчивых коллекторов и выноса песка.

Таблица 8

Данные о влиянии перфорации на целостность патрубков

Исследователи	Тип перфоратора	Количество исследованных патрубков	% разрушенных патрубков
Пигров В.М. и др. Денисов Г.Г.	АПХ	602	39
	ПКР-55	1	100
	ПК-103	1	100
	ПКС-105	1	100
Абрамян С.Д. и др.	АПХ-98	1	100
	ТПК-22	1	100
Гусейнов М.А. и др.	ПК-103	19	15
	АПХ-98	19	25
	ПБ2-100	19	30
	ПКС-105	19	100

## 1.6 Последствия выноса песка в скважину

В результате пескопроявлений возникают потенциально опасные и дорогостоящие осложнения – снижение дебитов из-за образования песчаных пробок, нарушения целостности обсадных колонн, абразивная эрозия подземного и наземного оборудования, возникает необходимость очистки добываемого продукта от песка и его утилизации.

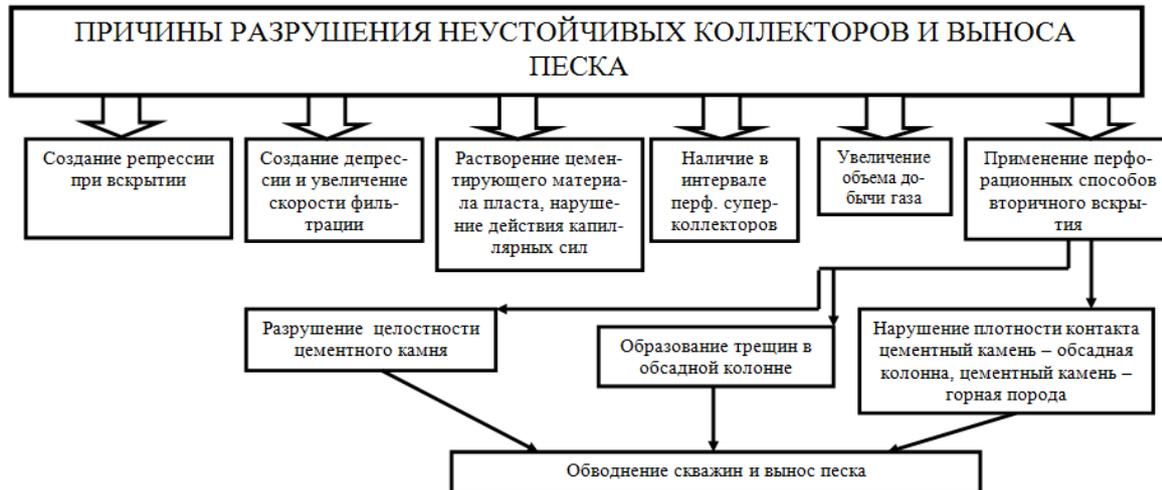


Рисунок 4 – Причины разрушения неустойчивых коллекторов и выноса песка

В практике целесообразность проведения противопесочных мероприятий принимается, обычно, с учетом экономических соображений в сочетании с оценкой возможных технологических осложнений. При этом учитываются возможные последствия от образования песчаных пробок и от выносимого на поверхность скважины песка, то есть оценивается влияние песочного «наждака» по всему пути следования, а также затраты на ремонтно-восстановительные работы в скважинах.

Наиболее серьезная угроза, которую представляет выносимый в скважину песок, заключается в возможности снижения производительности скважины ниже экономически оправданного уровня. Песок, который скапливается на забое или образует мостовую пробку, может уменьшить дебит скважины или полностью воспрепятствовать притоку пластового флюида, если скорости восходящего потока недостаточны для транспортировки песка на поверхность.

Содержащийся в продукции скважины песок эродировать дорогостоящее скважинное и наземное оборудование, которое приходится заменять. Высокие издержки, связанные с потерей добычи во время замены или капитального ремонта оборудования, суммируются с общими затратами.

Песок может эродировать и выводить из строя внутрискважинные предохранительные клапаны. Повреждение этих механизмов может стать

причиной смертельных случаев и серьезного экономического ущерба, особенно в морских условиях и труднодоступных местах.

Эксплуатация скважин с выносом пластового песка на поверхность может способствовать образованию пустот за обсадной колонной, оставляя трубы без поддержки. Затем, в результате опускания и подвижек пластовой породы может развиваться неравномерное распределение сжимающей нагрузки на обсадную колонну, что ведет к ее смятию и изгибу. Вынос в скважину части пластового материала может привести к тому, что порода менее проницаемых пропластков заполнит пространство вокруг обсадной колонны, в результате произойдет значительное и необратимое снижение дебита.

Удаление песка может быть сопряжено с большими затратами, особенно в операциях на море, если этот песок загрязнен нефтью.

Следовательно, вынос песка из пласта в скважину и на поверхность может оказаться чрезвычайно дорогостоящей и потенциально опасной. Последствия выноса песка представлены на рисунке 5.

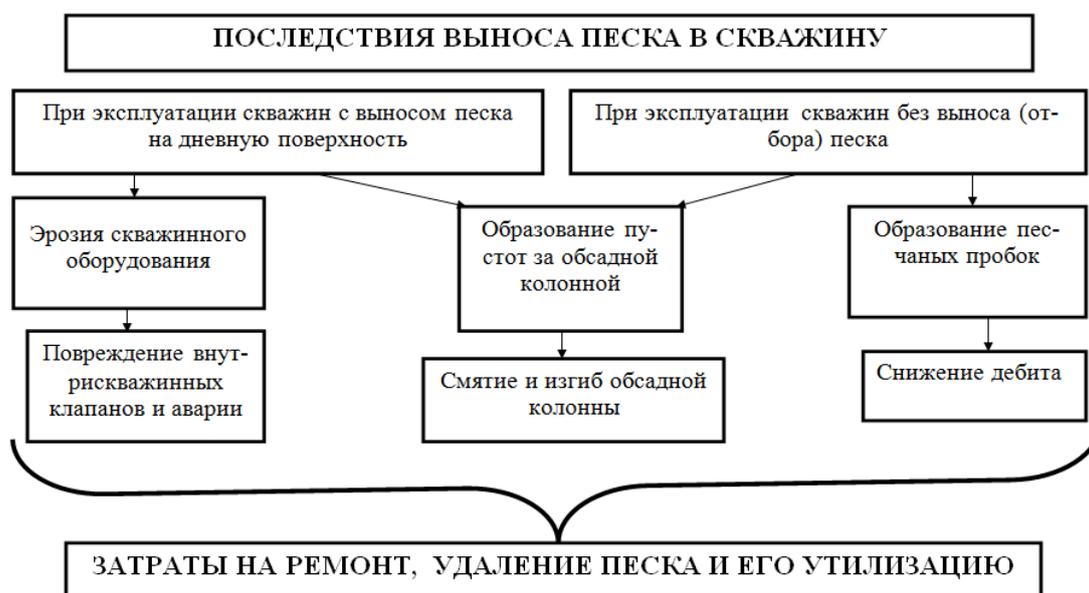


Рисунок 5 – Последствия выноса песка в скважину

### Выводы по главе

В результате проведенного геолого-промыслового анализа и анализа состояния работы скважин, вскрывающих неустойчивые отложения сделаны следующие выводы:

- В геологическом разрезе Западно-Сибирской плиты неустойчивые коллектора приурочены к верхнеапт-сеноманским отложениям которые характеризуются следующим:
  - преобладающая фракции песчаника размером 0,15 - 0,3 мм;
  - медиальный размер выносимых зерен породы составляет 0,093-0,137 мм;

- цемента мало, не более 10 %;
- содержание глины и карбонатов, % от 15 до 62
- открытая пористость, % - от 19,9 до 40,7;
- коэффициент газонасыщенности – 0,04-0,94
- проницаемость, Д – от 0,002 до 3,5
- остаточная водонасыщенность не более 25-30 %;
- максимальная температура у кровли сеномана +40 °С;
- в целом ФЕС коллекторов сеномана оценены как – хорошие.

Результаты технического состояния и режима работы эксплуатационного фонда сеноманских скважин позволил выявить процессы, которые оказывают негативное влияние не только на работу скважин, но и создают угрозу окружающей среде: обводнение скважин, разрушение продуктивного пласта, заколонные перетоки газа и воды, возникновение межколонных давлений:

- на сегодня сеноманские газовые скважины эксплуатируются с низким уровнем добычи газа. В 41 % сеноманских скважин происходит разрушение коллектора с образованием песчаных псевдосжиженных пробок, 28% скважин происходит интенсивный вынос песка со значительным снижением дебита в 3-5 раз и даже прекращением поступления газа.

- работа газовых скважин на поздней стадии разработки залежи сопровождается выносом песка и воды, заколонными перетоками газа, воды и возникновением межколонных давлений;

- разрушение призабойной зоны в целом зависит: от падения пластового давления; наличия суперколлекторов в интервалах перфорации; появления в интервале пластовой воды и как следствия вымывания цементирующего материала и нарушения действия капиллярных сил сцепления; режима работы скважины и количества суммарного объема газа, а также методов вторичного вскрытия продуктивного пласта.

Анализ последствий выноса песка в скважину показал необходимость устранения причин выноса песка, путем разработки технических средств и технологий предупреждения возникновения осложнений связанных с выносом песка и воды еще на этапе строительства скважин.

## 2 ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ ЗАЛЕГАНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН

Решение проблемы борьбы с выносом песка в ствол скважины связано с необходимостью предотвращения пробкообразования при испытании и эксплуатации скважин, повышения их производительности, уменьшения затрат на капитальный и текущий ремонт скважин.

Изучение промышленного опыта показывает, что в настоящее время наиболее рациональными путями борьбы с выносом песка являются создание новых конструкций забоев скважин и способов вторичного вскрытия продуктивных пластов. Это:

- установка фильтров различной конструкции (проволочные, щелевые, гравийные и др.);
- закрепление пород в призабойной зоне с использованием различных способов и материалов (тампонажные составы, смолы, химические растворы и т.д.)

Основные методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами

Следует отметить, что пескопроявления могут играть и положительную роль, но только в том случае если при эксплуатации маломощных пластов, сложенных из малопроницаемых пород, вынос песка и частичек

разрушенных пород приводит к увеличению проницаемости призабойной зоны, а следовательно, к увеличению дебита скважин.

С этих позиций существующие методы эксплуатации пескопроявляющих скважин можно условно разделить на две большие группы:

- методы эксплуатации скважин с выносом песка на поверхность;
- методы эксплуатации с предотвращением выноса песка из пласта.

Для первой группы методов характерным является применение различных технико-технологических решений по обеспечению очистки поступающего в скважину песка в призабойной зоне или предупреждению его негативного воздействия на скважинное оборудование. Так, например:

- в работах [38, 39] выполнены экспериментальные исследования и получены эмпирические зависимости по определению высоты псевдосжиженного слоя и скорости выноса песка в зависимости от безразмерных критериев Архимеда ( $Ar$ ), Рейнольдса ( $Re$ ) и Хендстрема ( $He$ ), а также влияния полимерных добавок на образование псевдосжиженного слоя.

- в работах [40, 41] дается гидродинамическое обоснование применения вязкопластичных жидкостей в зазорах пары полунжер-цилиндр для смазки и защиты насоса от преждевременного износа.

- в работе [42] даны рекомендации по определению критических дебитов скважин и глубины подвески ЭЦНУ и ШГНУ, обеспечивающих вынос заданного размера песчинок с забоя скважины.

Более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью применяются химические, физико-химические, механические методы и их комбинации для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

**К механическим методам** относятся противопесочные фильтры различной конструкции. Это гравийно-намывные, каркасногравийные, многослойные сетчатые, гравийно-набивные и другие фильтры.

**К физико-химическим** относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне, а также сочетание физических (температура, перепады давления и т.д.) и химических (химреагенты и продукты реакции) методов.

**Химические методы** основаны на искусственном закреплении призабойной зоны пласта (ПЗП) смолами, цементом, с соответствующими наполнителями, пластмассами и т.д. При этом коллекторские свойства пласта не ухудшаются.

Последствиям разрушения коллектора, способам и средствам предупреждения выноса песка в процессе эксплуатации и заканчивания скважин посвящено много работ. Однако известные способы и средства по тем или иным причинам малоэффективны.

## 2.1 Механические методы предупреждения пескопроявлений

К механическим методам относится установка на забое скважины механических фильтров различной конструкции [33, 43-48].

Фильтр - это специальное устройство, устанавливаемое в скважину с целью очистки добываемого из пласта флюида от пластового песка и других инородных примесей. Фильтр должен пропускать флюид и иметь при этом минимальное гидравлическое сопротивление, надежно предохранять скважину от проникновения твердой фазы, образования пробок и существенного снижения дебита. В этой разновидности методов борьбы с песком наиболее важным конструктивным аспектом является правильный выбор ширины щелей или размера пор гравия по отношению к диаметру частиц выносимого пластового песка. Крайне важны также и другие параметры, например, характеристики гравия, степень уплотнения и качество материала, конфигурация щелей и конструкция фильтров. Фильтры используются уже почти 60 лет.

Существует четыре основные технологии оборудования скважин фильтрами:

- оборудование забоя скважины колонной с отверстиями и заглушками;
- оборудование обсаженных добывающих скважин вставными фильтрами с гравийной набивкой;
- создание гравийных фильтров в вырезанном продуктивном участке эксплуатационной колонны - "суперколлекторе" в процессе проведения капитального ремонта;
- оборудование скважин гравийными фильтрами в процессе заканчивания их бурением. При использовании данного способа продуктивный интервал не перекрывают обсадной колонной. Скважина работает с открытым стволом, в расширенном интервале "суперколлектора" которого установлен гравийный фильтр.

Первая технология заключается в следующем. В условиях механических мастерских изготавливают низ обсадных труб в виде фильтра с заранее перфорированными отверстиями с заглушками на длину, соответствующей толщине продуктивного пласта. После цементирования скважины обычным способом и ОЗЦ пробки разрушаются. Растрескивание и удаление остаточного цементного камня против образовавшегося отверстия осуществляется либо созданием депрессии на пласт, либо созданием избыточного давления в колонне и последующей продавкой в пласт перфорационной среды. При этом создается канал гидродинамической связи с пластом, а при продавке перфорационной среды одновременно производится обработка призабойной зоны пласта для повышения продуктивности.

По принципу разрушения блокирующей пробки способы разделяются на химические и механические представленные на рисунке 7.

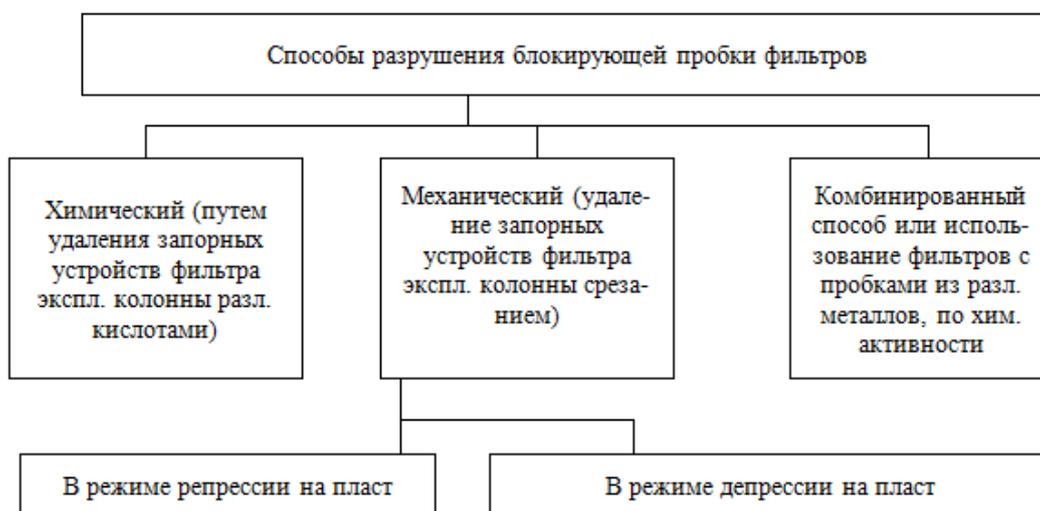


Рисунок 7 – Способы разрушения блокирующей пробки фильтров

Причем возможно их комбинированное сочетание или использование фильтров с пробками из различных металлов по их химической активности для вскрытия различных пластов в различное время.

Таблица 9

Основные показатели вскрытия и последующей эксплуатации скважин

Способ вскрытия	Характеристика пласта				
	Литология	Длина вскрытого участка, м	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, %	Плотность перфорации, отв/м
1	2	3	4	5	6
С фильтром	Песчаники	2,4	0,06	13	2
С перф. ПК-103	Песчаники	3,4	0,06	14	20
С фильтром	Песчаники	2,6	0,113	22	8
С перф. ПК-103	Песчаники	3,4	0,11	22	20
С фильтром	Песчаники	2,4	0,20	23	2
С перф. ПК-103	Песчаники	3,4	0,23	23	20
Показатели вскрытия и эксплуатации					
Дебит, т/сут	Удельный коэффициент продуктивности, т/сут·	Безводный период эксплуатации, мес	Обводненность, %	Продолжительность вскрытия, ч-мин	
7	8	9	10	11	
8,0	0,65	33*	-	1-00	
5,0	0,45	21	15	12-00	
9,0	0,42	19	-	1-30	
7,5	0,29	-	25	9-00	
3,0	0,12	38*	-	1-20	
3,0	0,06	19	10	9-00	

Научно-Техническим Центром «ЗЭРС» производится фильтр беспроволочный типа ФБ с полыми пробками «колпачками» (исполнение К) и без них. Пробки устанавливаются в отверстия корпуса и обеспечивают герметичность фильтра до 15 МПа при внутреннем избыточном давлении. Таким образом, может быть осуществлена промывка скважины через башмак колонны. Полые пробки удаляются путем их механического разрушения. Максимальное допустимое давление опрессовки фильтра в исполнении с полыми пробками составляет 15 МПа.

Способы бесперфораторного вскрытия пластов могут быть осуществлены в режиме репрессии на пласт (например с одновременной обработкой призабойной зоны) или в режиме депрессии.

Эффективность вскрытия продуктивных пластов без перфораторов показана в работах Лобанова Б.С., Муслимова Р.Х., Габдуллина Р.Г., Чепик С.К. и др. [36, 49-51]. Ими установлено, что время вскрытия пластов бесперфораторным способом в среднем в 7 раз меньше, чем кумулятивным способом, при снижении в 8 раз стоимости операции (таблица 9). Кроме того, осуществление бесперфораторного способа вскрытия не требует установки грузоподъемных сооружений и возможно в любое время суток (кумулятивную перфорацию проводят только в светлое время суток) [36]. Данный технологический прием оборудования забоя скважины предполагает оснащение эксплуатационной колонны против продуктивного интервала обсадными трубами с "заглушками".

В практике предотвращения пескопроявлений широко используют щелевые (проволочные, сетчатые, штампованные), гравийные, создаваемые на устье скважины (корзинчатые, кожуховые, коробчатые и др.), гравийные, создаваемые на забое скважин.

Более предпочтительным по сравнению с потайной колонной и фильтром с проволочной сеткой представляется использование набивки из высокопроницаемого материала, обычно гравия с пластиком [45, 51-57]. Такой фильтр, однако, сам закупоривается грязью и мелкими частицами, поэтому очень важным представляется очистка скважины от глинистой корки и породы из обрушенных стенок скважины до установки гравийной набивки. К сожалению, слабосцементированные породы склонны к обрушению и после очистки скважины от глинистой корки и прокачивания чистой жидкости.

Даже в случае успешной установки гравийной набивки и сохранения максимальной проницаемости при эксплуатации скважин там задерживаются частицы лишь того размера, на который она рассчитана. Так как размер гравия, идущего на набивку, обычно в 6 раз превышает средний размер зерна пластового песка примерно в 50% случаев меньше среднего (100 мкм), значительное его количество заполнит гравийную набивку до установления стабильного режима. Это мало повлияет

на продуктивность, однако если в продуктивном интервале большой процент песка имеет размеры меньше указанного, то произойдет “сильная” закупорка фильтра.

Кроме того, гравий постепенно уплотняется, оседает, часть его выносится с продукцией скважины, поэтому через некоторое время после создания гравийной набивки вынос песка в скважину возобновляется.

Известен способ заканчивания скважин, разработанный Глуховым А.Ф., Форышевым П.И., Емельяновым Ф.К. и др., включающий в себя спуск в продуктивную часть пласта перфорированных труб, оборудованных по наружной поверхности фильтром из пористого материала, предварительно пропитанного специальным герметиком. После установки колонн в продуктивной части пласта проницаемость фильтра восстанавливается с помощью кислоты и растворителя. Недостатком данного способа является возможность повреждения или полное разрушение фильтра в процессе спуска колонн, особенно в сильно искривленных скважинах или имеющих горизонтальное окончание, а также уменьшение пропускной способности скважины из-за увеличения наружного диаметра труб, оборудованных наружным фильтром и невозможность предупреждения обрушения стенок продуктивной части пласта, сложенной неустойчивыми породами.

Использование фильтров имеет ряд общих недостатков:

- засорение фильтра механическими примесями (песок, ил) приводит к снижению дебита скважины;
- бактериологическое зарастание фильтров вызывает их коррозию и приводит также к снижению дебита скважины;
- установка таких фильтров не предотвращает разрушения пород продуктивного пласта;
- проволочные и сетчатые фильтры недолговечны, быстро разрушаются под воздействием агрессивных пластовых флюидов;
- использование фильтра связано с применением пакера, его надежной герметизацией. Применение такой схемы предполагает сначала спуск и посадку пакера, затем спуск УЭЦН, что сопряжено с повышенными затратами на подземные работы;
- очистка фильтра требует подъема УЭЦН, глушения скважины, которое, как правило, приводит к снижению потенциального дебита;
- стоимость самих фильтров и их эксплуатация сравнимы со стоимостью УЭЦН.

Положительный опыт внедрения новых технологических процессов заканчивания скважин, основанных на бесперфораторных способах вскрытия продуктивных пластов, показал, что, придавая новые конструктивные функции обсадной колонне в интервале продуктивного разреза, безусловно, можно достичь более лучших, показателей разработки продуктивных пластов и выработки остаточных запасов. Действительно, в нефтяной практике функции регулирования разработки продуктивных пластов без

использования средств перфорации, а именно, придав эти функции участку обсадной колонны, причем с заметным улучшением технико-экономических показателей технологических операций, предназначенных для тех же целей, кардинально меняет взгляд на роль обсадной колонны в скважине, открывая новые возможности последней, используя которые можно в большинстве случаев отказаться от традиционного подхода к выполнению существующих технологических операций при помощи подземного подвижного оборудования.

Анализ работы противопесочных фильтров, выпускаемых отечественной и зарубежной промышленностью и используемых в газонефте-промысловой практике, показал, что они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- обладать необходимой механической прочностью и достаточной устойчивостью против коррозии и эрозионного воздействия;
- обеспечивать создание надежной гидродинамической связи с пластом и суффозионную устойчивость пород в призабойной зоне;
- позволять проводить механическую или химическую очистки фильтра (регенерацию) без извлечения его из скважины.

## **2.2 Фильтры для предотвращения выноса песка в скважину**

### **2.2.1 Щелевые фильтры**

Наиболее доступными и простыми средствами механической защиты скважины от выноса песка являются проволочные, щелевые, подвесные гравийные фильтры. Щелевые фильтры самые дешевые и представляют собой фрагмент трубы с прорезями (щелями) горизонтального или вертикального направления (рисунок 8). Фильтры с горизонтальными щелями оказывают хорошее сопротивление радиальным нагрузкам, которые возникают при захвате их ловильным инструментом при извлечении из скважины. При изгибе ширина щелей может увеличиваться или уменьшаться на выпуклой и вогнутой сторонах дуги. Кроме того, они имеют низкую прочность на растяжение и поперечный изгиб. Поэтому наиболее эффективно применение фильтров с вертикальными и горизонтальными щелями одновременно.

Щелевые фильтры в сравнении с проволочными имеют сравнительно малую входную площадь. Трудности с нарезанием щелей машинным способом шириной 0,5 мм и меньше существенно ограничивают возможность снижения их ширины. Существенным недостатком этих фильтров является подверженность коррозии, поскольку трубы, из которых они изготовлены обычно из малоуглеродистой стали. Недостаток щелевых фильтров заключается в сложности извлечения их фильтров на поверхность и, кроме того, они снижают продуктивность скважины.

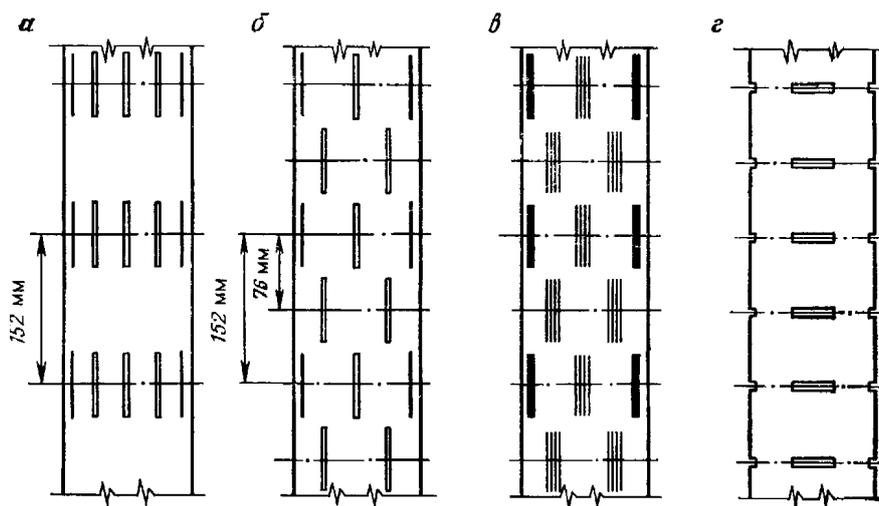
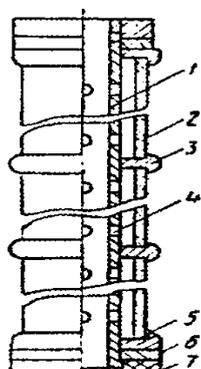


Рисунок 8 – Виды щелей в фильтрах  
 а - щели, расположенные рядами; б - щели, расположенные в шахматном порядке;  
 в - двойные щели, расположенные в шахматном порядке; г - горизонтальные щели.

### 2.2.2 Металлокерамические фильтры

Металлокерамические скважинные фильтры (МКСФ) изготавливают методами порошковой металлургии. Они способны задерживать твердые частицы любого заданного размера (рисунок 9). Эти фильтры имеют высокую прочностью и коррозионную стойкостью и выдерживают значительные перепады температур и давлений. При эксплуатации их пропускная способность, как и у других фильтров, снижается, но восстанавливаются до начального уровня при обратной промывке.

МКСФ собирают из отдельных секций. Каждая секция состоит из металлокерамического элемента и перфорированной трубы между которыми имеется зазор около 5 мм. Через каждые четыре металлокерамических элемента устанавливают центрирующие кольца для сохранения этого зазора. Одновременно эти кольца предохраняют фильтрующие элементы от разрушения при спуске фильтра в скважину и служат и направляющими, так как центрируют фильтр в стволе скважины.



- 1 - перфорированная труба;
- 2 - металлокерамический фильтроэлемент ТЭП-600;
- 3 - защитные кольца;
- 4 - отверстия;
- 5 - прокладка;
- 6 - контргайка;
- 7 - заглушка фильтр:

Рисунок 9 – Скважинный металлокерамический

### 2.2.3 Стеклопластиковые фильтры

Стеклопластики это композиционные материалы, арматура которых выполнена в виде стеклянных нитей - наполнителей, обеспечивающих прочность и жесткость системы, а полимерное связующее предназначено для создания монолитного материала и формируемости. В качестве связующего материала используют эпоксидно-диановую смолу. В качестве фильтрационных слоев, предназначенных для очистки газа от механических примесей, используют сочетание сухого стеклоровинга с технической оксалановой тканью – углеродным материалом.

Недостатком стеклопластиковых фильтров является их хрупкость. При прямом воздействии струи газа с песком против перфорационных отверстий происходит разъедание фильтров. Возникают проблемы и при извлечении их из скважины. НКТ извлекались из скважин, как правило, с оставлением фильтрующих элементов. Для освобождения забоя фильтрующие элементы необходимо разбуривать. Размочаленное тело фильтрующего элемента наматывалось на фрез, им создавался сальник, в результате чего происходил прихват бурильного инструмента. Такое осложнение увеличивает продолжительность проведения капитального ремонта, что приводит к удорожанию ремонта в 2 - 3 раза.

### 2.2.4 Подвесные проволочные фильтры

Большие преимущества имеют проволочные фильтры у которых проволока намотана непосредственно на перфорированную трубу, желобчатый корпус или подкладные ребра. При намотке на трубу проволока укладывается по предварительно нарезанным канавкам в виде резьбы (рисунок 10).

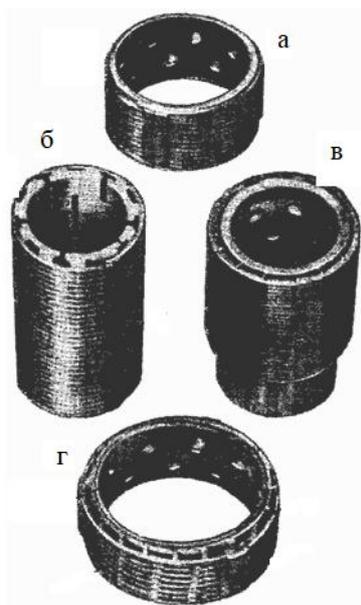


Рисунок 10 – Типы проволочных фильтров для газовых скважин, выпускаемых промышленностью:

- а - фильтр с проволокой, намотанной непосредственно на трубчатый корпус;
- б - фильтр с корпусом из трубы, имеющей наружные желоба;
- в - фильтр с приваркой проволоки по всем контактам с подкладными ребрами;
- г - фильтр с намоткой проволоки на подкладные ребра

Один из первых проволочных фильтров был разработан в 1952 г. Ф.С. Бояринцевым. С тех пор проволочные фильтры существенно изменились. Прежде всего, круглое сечение проволоки стало фигурным. Поверхность образуемой щели, контактирующая с породой, имеет форму клина. При откачке щель заполняется породой и возникает расклинивающий эффект, способствующий интенсивному уплотнению породы, закупорке фильтра.

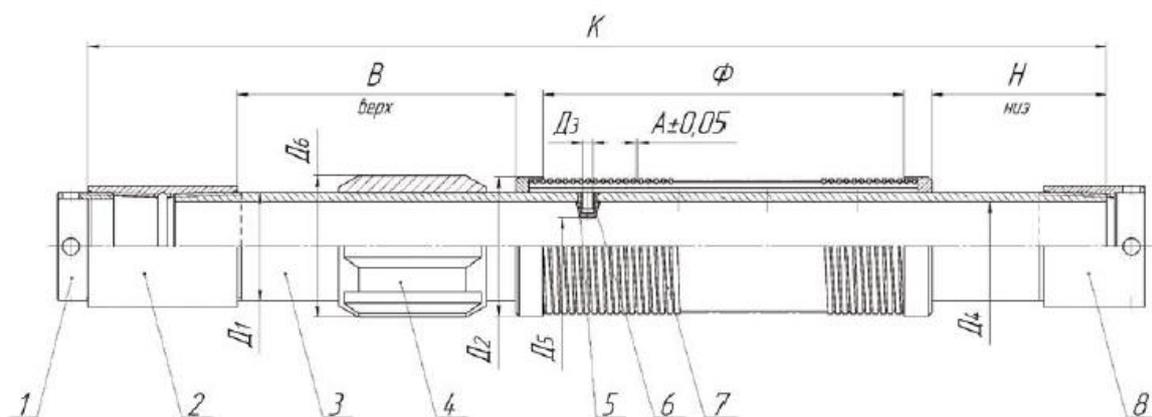
По сравнению с щелевыми фильтрами проволочные менее подвержены эрозионному и коррозионному разрушению. Они имеют более высокую пропускную способность по сравнению с щелевыми, но дорогостоящи. Наибольшую пропускную способность имеют проволочные фильтры с подкладными ребрами и с приваркой проволоки во всех точках контактов, а проволочные фильтры с обмоткой непосредственно на трубе имеют наименьшую пропускную способность из всех видов проволочных фильтров на трубчатом каркасе.

Проволочные фильтры с точечной сваркой во всех местах контактов изготавливаются из проволоки без высаженных утолщений, что позволяет использовать проволоку меньшего диаметра. Проволока приваривается контактной сваркой в каждом месте ее контакта с подкладным ребром. Пропаиваемые продольные полосы или валик приварки в этом случае не требуются, поэтому получается увеличенная входная площадь. Проволочная обмотка образует прочную структуру благодаря большому числу точек приварки, и проволочный фильтр остается неповрежденным, даже если проволока порвалась при извлечении фильтра или вследствие эрозии. Благодаря применению контактной сварки фильтр остается неповрежденным, даже если проволока частично срезается во время спускоподъемных операций или подвергается эрозии.

Научно-Техническим Центром «ЗЭРС» производится фильтр скважинный типа ФС применяется в составе фильтровой части колонны и предназначен для предотвращения разрушения призабойной зоны продуктивного пласта, попадания в скважину песка и других механических примесей. Фильтр спускается в зону продуктивного пласта и устанавливается в заданном интервале скважины с помощью подвески хвостовика или в составе обсадной колонны. Фильтр типа ФС представляет собой изделие, состоящее из корпуса с отверстиями, на наружной поверхности которого закреплен фильтрующий элемент щелевого типа, получаемый при спиральной навивке нержавеющей проволоки специального треугольного профиля на продольные несущие элементы (стрингеры). Длина фильтрующего элемента, величина щелевого зазора и количество отверстий в корпусе фильтра на 1 погонный метр длины фильтрующего элемента определяются условиями его эксплуатации и согласовываются с заказчиком.

Фильтр ФС выпускается в исполнениях с полыми пробками «колпачками» (исполнение К) и без них. Пробки устанавливаются в отверстия корпуса и обеспечивают герметичность фильтра до 15 МПа при внутрен-

нем избыточном давлении. Таким образом, может быть осуществлена промывка скважины через башмак колонны. Полые пробки удаляются путем их механического разрушения.



1. Заглушка 2. Муфта 3. Корпус 4. Жёсткий центратор 5. Полая пробка 6. Втулка 7. Фильтрующий элемент 8. Заглушка

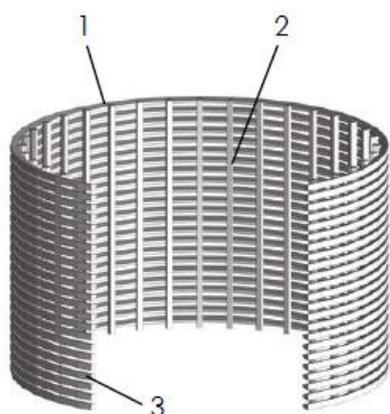


Рисунок 11 – Фильтр ФС

- 1 Профилированная проволока
- 2 Стрингер
- 3 Щель (зазор)

Компания E-USS (г. Рязань) производит скважинные фильтры производятся в соответствии с требованиями ГОСТ 32504-2013, ISO 17824:2009 в 3х исполнениях: с установкой одного проволочного фильтроэлемента УСС ФС и с установкой двух фильтроэлементов УСС ФС2, без фильтроэлементов (труба перфорированная УСС ФСТП) (рисунок 12). Фильтроэлементы изготавливаются из нержавеющей проволоки V - образного профиля. Скважинные фильтры могут быть изготовлены, как на базе трубы нефтегазового сортамента с муфтой, так и без трубные (на патрубках) УСС ФСБТ. Фильтры комплектуются центраторами, которые бывают трех видов: жесткие алюминиевые, жесткие стальные, и центраторы пружинные.

Проволочные фильтры предотвращают разрушение коллекторов при соблюдении специальной методики расчета ширины щелевого зазора на основе гранулометрического состава скважины и мостового эффекта Кобэрли.

Преимущества конструкции проволочного фильтроэлемента E-USS:

- надежность и простота эксплуатации
- достаточная скважность фильтра
- способность отделять крупные фракции песка от мелких фракций
- возможность очистки без извлечения из скважины методом обратной промывки
- изготовлен из кислотостойких и термостойких материалов
- особое сечение образующей проволоки
- круглый и более прочный каркас

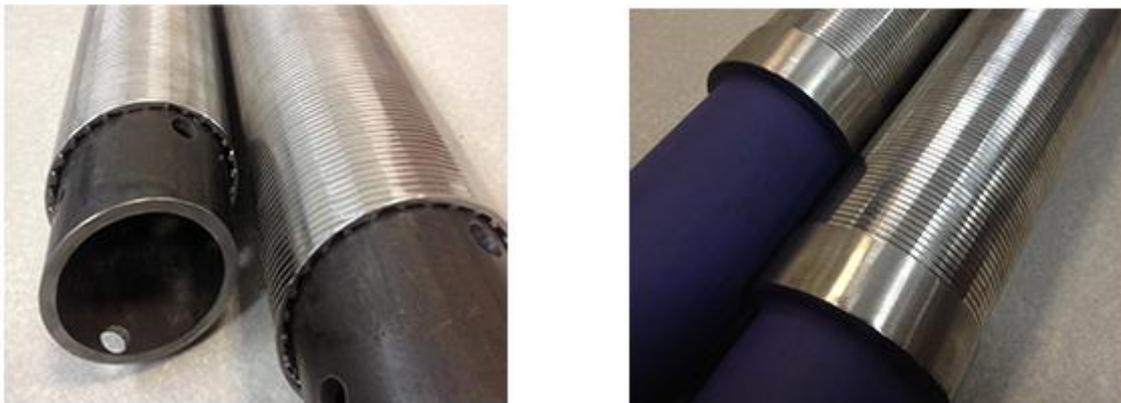


Рисунок 12 – Проволочные скважинные фильтры компании E-USS

### 2.2.5 Подвесные сетчатые фильтры

Сетчатые противопесочные скважинные фильтры устанавливаются в продуктивном пласте скважины и предназначены для фильтрации добываемого продукта от посторонних включений, предотвращения разрушения призабойной зоны, выноса песка и других механических примесей из скважин. Применение скважинных фильтров снижает износ насосно-компрессорного оборудования, трубопроводов, сохраняет экологию недр.

Противопесочные скважинные фильтры типа ФСМ/ФСМП применяются при «заканчивании» скважин с открытым забоем.

Скважинный фильтр представляет собой стальную перфорированную трубу (обсадную, НКТ). Отверстия в трубе при монтаже фильтра, в зависимости от способа промывки скважины, могут быть заглушены алюминиевыми резьбовыми пробками, которые обеспечивают герметичность фильтра при давлении в 5 МПа. На поверхности трубы уложены три слоя сетки из нержавеющей, химически стойкой стали. Дренажные сетки обеспечивают равномерное распределение жидкости или газа по всей поверхности фильтра. Слой фильтрующей сетки, расположенной между дренажными сетками, имеет мелкую ячейку. Поверхность фильтра покрыта защитным кожухом из перфорированного нержавеющей листа, либо просечно-вытяжного листа, чаще используемого в фильтрах на воду с большим дебетом (рисунок 13).

## Преимущества скважинных фильтров типа ФСМ/ФСМП

- Защищенность фильтроэлемента от механических воздействий при транспортировке.
- Сохранение фильтрующих свойств при любых изгибных нагрузках во время прохождения интервалов с большой интенсивностью искривления ствола скважины.
- Надежность в эксплуатации.
- Большая фильтрующая способность.
- Минимальное гидравлическое сопротивление фильтроэлемента.
- Долговечность использования.
- Меньшая металлоемкость

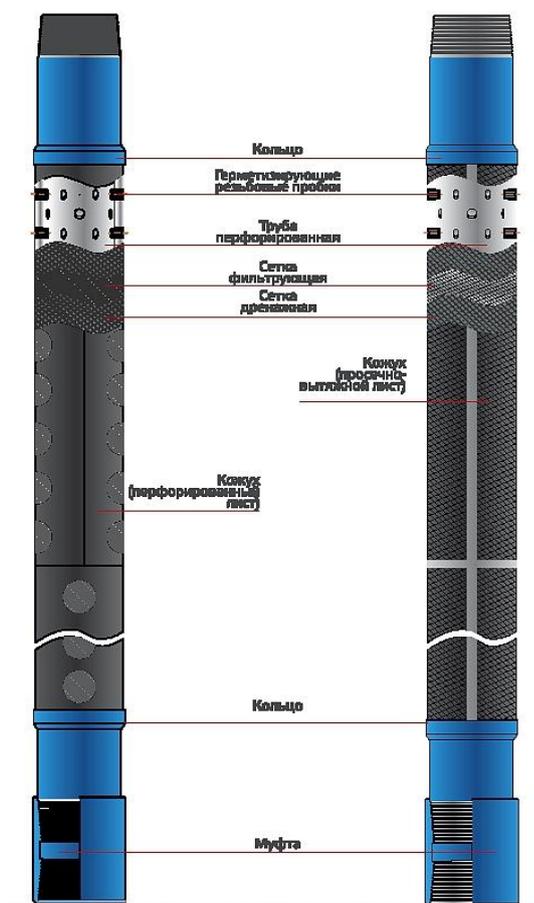


Рисунок 13 – Конструкция скважинных фильтров типа ФСМ/ФСМП

## Особенности скважинных фильтров типа ФСМ/ФСМП

- Диаметр фильтра определяется диаметром трубы.
- Длина фильтра до 12 м.
- Длина фильтрующей части до 10 м.
- Величина ячейки фильтрующей сетки от 0,05 мм.
- Равномерное распределение флюида по поверхности фильтрующей сетки из-за наличия дренажных сеток.

## 2.2.6 Премиум фильтр MeshRite фирмы Schlumberger

Фильтр MeshRite изготовлен с применением запатентованного спрессованного сетчатого фильтровального материала (рисунок 14). Он состоит из проволочного волокна нержавеющей стали, навитого вокруг основной трубы с контролируемой плотностью навивки и степенью сжатия. Навивка образует фильтр с одной из самых высоких в отрасли пропускной способностью.



Рисунок 14 – Премиум фильтр MeshRite фирмы Schlumberger

На сегодня спущено в скважины более 500 км фильтров MeshRite. Более 40% добывающих скважин в Венесуэле, 60% в Колумбии и 50% в Индонезии оборудовано фильтрами MeshRite, период непрерывной работы некоторых насчитывает более 15 лет;

Фильтры типа MeshRite характеризуются высокой механической, эрозионной и коррозионной стойкостью, надёжностью и гибкостью конструкции. Для них характерен принцип «Установил и Забыл».

## 2.2.7 Технология расширяющихся фильтров ESS компании «Weatherford»

Одной из систем, позволяющей удерживать от разрушения стенки скважины без применения гравийной набивки, является разработанная сервисной компанией «Weatherford» технология расширяющихся фильтров ESS (рисунок 15).



Рисунок 15 – Расширяющийся фильтр ESS компании «Weatherford»

Раздвижной песочный фильтр ESS состоит из стальной трубы с прорезями, вокруг которой устанавливаются перекрывающие друг друга слои фильтрующих мембран Petroweave. Фильтрующие слои накладываются друг на друга по всей длине основной трубы и могут скользить при увеличении окружности в процессе расширения, но в то же время не пропускать песок. Мембраны для контроля выноса песка, сотканы по узору «голландской саржи» и закреплены между основной трубой с прорезями и наружным чехлом. Чехол состоит из стального листа с предварительно сделанными прорезями, что обеспечивает прочное положение фильтрующей мембраны и защищает фильтрующий материал от повреждения во время спуска. Эти узлы имеют внутренние соединения с прорезями и, поскольку пустых участков нет, каждая часть песочного фильтра работает в потоке. Для обеспечения возможности песочному фильтру ESS подстраиваться под геометрию скважины используются гибкие системы расширения. В запатентованных гибких системах расширения CRES™ и ACE™ используются роликовые расширители на активируемых давлением поршнях.

## 2.2.8 Гравийные фильтры

Гравийно-намывной фильтр (ГНФ) - это не только специальное устройство, устанавливаемое в скважину для очистки добываемого из пла-

ста флюида от пластового песка и других инородных примесей, но и использование гравия совместно с фильтром с целью задержания пластового песка на месте его залегания.

В настоящее время эта технология наиболее широко распространена на месторождениях, эксплуатирующих пласты нецементированных пород. Значительный прогресс в технологии и применении этого способа ремонта и заканчивания скважин в последнее время существенно снизил частоту неудачных результатов и повысил продуктивность скважин с внутриколонными намывными гравийными фильтрами. Этот прогресс заключается в усовершенствовании процессов очистки перфорационных каналов, в лучшем использовании специальных жидкостей для ремонта и заканчивания скважин и в применении оптимальных диаметров зерен гравия.

Гравийными фильтрами оборудуют скважины при заканчивании их в пластах, представленных песками от средне – до мелкозернистых и пылеватых. Эти фильтры имеют высокую пескоудерживающую способность и длительный срок службы. Они состоят из обычного каркасно-проволочного или сетчатого фильтра, рабочая часть которого окружена слоем гравия или крупнозернистого песка.

Существует несколько способов создания гравийных фильтров на забое скважины:

- 1 оборудование скважин гравийными фильтрами в процессе заканчивания их бурением;
- 2 оборудование обсаженных добывающих скважин подвесными фильтрами с гравийной набивкой;
- 3 создание гравийных фильтров в вырезанном продуктивном участке эксплуатационной колонны - "суперколлекторе" в процессе проведения капитального ремонта.

Наиболее эффективный и перспективный механический способ предотвращения пескопроявлений - создание гравийных фильтров в процессе заканчивания скважин бурением. Сущность технологии заключается в следующем. Скважина бурится и крепится до кровли продуктивного горизонта, после чего продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра. После этого проводятся расширение ствола скважины в продуктивном интервале, спуск фильтра с учетом перекрытия продуктивного интервала и закачка гравия (крупнозернистого отсортированного кварцевого песка) в расширенный интервал между пластом и фильтром (рисунок 16). Важное значение имеет правильный подбор диаметра гравия. Анализ отечественных и зарубежных работ показал, что оптимальным является соотношение:

$$D = (5 \div 6) \cdot D_{50}$$

где  $d$  - диаметр гравия;

$D_{50}$  - диаметр зерен 50% -ной фракции кривой механического состава пластового песка.

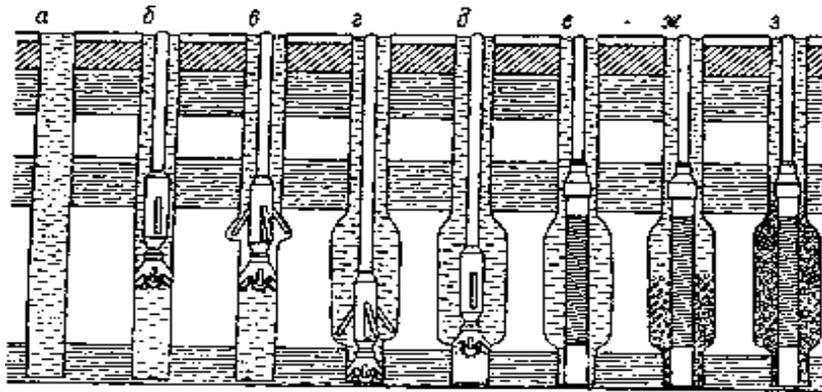
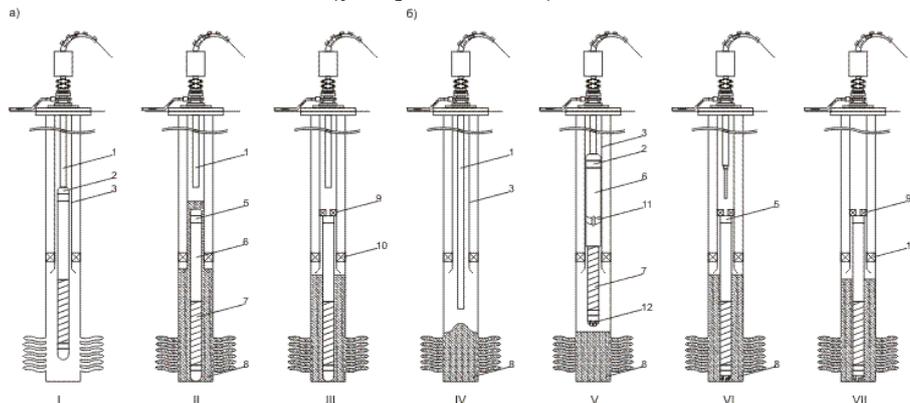


Рисунок 16 – Схема создания гравийного фильтра расширенного контура:  
 а - ствол скважины после окончания бурения; б - спуск расширителя; в, г - расширение;  
 д - подъем расширителя; е - спуск фильтрового каркаса; ж, з - намыв гравия

Намывка гравия на забой может быть проведена двумя способами: верхней намывкой и нижней намывкой.

При создании намывного гравийного фильтра посредством верхней намывки оставляемая на забое компоновка соединяется с гибкой трубой посредством разъединителя (рисунок 18 а). Пробка-заглушка может быть установлена и после отделения оставляемой на забое компоновки. Далее через гибкую трубу проводится намыв необходимого количества песка (гравия). После этого удаляют пробку-заглушку и в верхней части механического фильтра устанавливают уплотнительный узел.

При использовании технологии нижней намывки сначала намывают на забой песок, а затем устанавливают на место фильтр. Для обеспечения прохода последнего через намытый слой песка в его нижней части размещают промывочный башмак (рисунок 18 б).



1 гибкая труба; 2 освобождающий инструмент; 3 колонна лифтовых труб; 4 пробка; 5 приемная втулка;  
 6 сплошная труба; 7 металлический фильтр; 8 песок, намытый в гравийный фильтр; 9 пакерующий элемент с якорем; 10 пакер эксплуатационный; 11 гибкая труба малого диаметра; 12 промывочная головка.

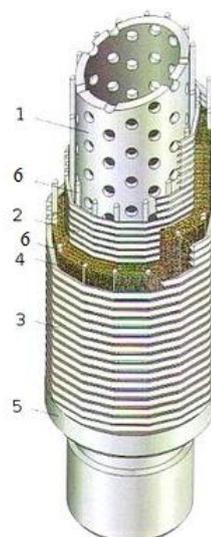
Рисунок 17 – Технология создания гравийного фильтра посредством верхней (а) и нижней (б) намывки: а) I - спуск забойной компоновки на гибкой трубе и ее подвешивание в nipple фонтанной арматуры; II - установка забойной установки на забой; III - фиксация фильтра; б) I - намывка песка гравийного фильтра на забой и в перфорационные отверстия; II - спуск забойной компоновки на гибкой трубе; III - установка фильтра на забой и его отделение от колонны гибких труб; IV - фиксация фильтра

В последнее время широкое распространение получили проволочные фильтры с так называемой гравийной набивкой (гравийной упаковкой), чтобы отказаться от дорогой и непроизводительной процедуры намывки гравия. Такие фильтры существенно сокращают затраты по подготовке скважины и увеличивают скорость монтажа хвостовика с фильтрами. По многочисленным результатам испытаний, применение фильтров с предварительной набивкой, показало безусловную их практическую ценность при условии правильного подбора параметров набивки в зависимости от условий эксплуатации скважины. В итоге, первоначальные опасения возможности их быстрого засорения, затруднения связанные с расширением скважины не оправдались. И в ходе практического применения, фильтры с гравийной набивкой, при их правильном устройстве начали интенсивно применяться на многих нефтяных промыслах. Их область применения еще очень велика. Особенно там, где песок добываемый с нефтью, ранее вызывал серьезные неполадки и перебои в работе скважинного оборудования. В настоящий момент ООО «СП УСС» г. Пермь производит фильтры с полимерным наполнителем нового поколения.

Фильтр скважинный с предварительной гравийной набивкой ФС-ПГ-73/114. Конструкция фильтра предусматривает возможность эксплуатации его без внешней гравийной обсыпки.

Рисунок 18 – Фильтр скважинный с предварительной гравийной набивкой ФС-ПГ-73/114

- 1 перфорированная труба-каркас;
- 2 внутренняя решетка;
- 3 внешняя решетка;
- 4 гравийная набивка;
- 5 чашки;
- 6 опорные ребра



Решетки (2,3) изготовлены из нержавеющей проволоки трапециевидального сечения путем намотки на опорные ребра (7). Применение контактной сварки обеспечивает прочное надежное соединение проволоки с ребрами, а также неизменную величину межвиткового зазора в процессе эксплуатации фильтра.

Концентрически расположенные решетки (2,3), зафиксированные на трубе-каркасе (1) чашками (5) образуют замкнутую полость, заполненную гравием (4).

### 2.3 Физико-химические методы предупреждения пескопроявлений

Как указывалось выше, к физико-химическим, относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне, а также сочетание физических (температура, перепады давления и т.д.) и химических (химреагенты и продукты реакции) методов.

Для установления возможности предупреждения пескопроявления в [9] изучена эффективности подобного процесса путем коксования высоковязкой нефти в лабораторных условиях.

Песок, нефть и воду перемешивали в весовом соотношении 27:5:1, исходя из их количественного соотношения в пласте, и набивали в кернодержатель, который закрепляли в установке. Через составленную таким образом модель пласта прокачивали воздух, постепенно повышая температуру в термостате с таким расчетом, чтобы не происходило самовозгорание нефти. В течение некоторого времени, в основном до 24 часов, температуру в термостате при прокачивание воздуха выдерживали постоянной, после чего опыт прекращали. В результате таких работ образец модели в кернодержателе оказался прочносцементированным продуктом окисления нефти, проницаемость образца по установившемуся расходу в конце опыта составляла в среднем  $1,6 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ .

Из цементированного в кернодержателе образца модели вытачивали цилиндрические столбики диаметром 16 мм и определяли их прочность при одноосном сжатии. Прочностная характеристика цилиндрических столбиков оказалась при этой сопоставимой с требованием максимально допустимой депрессии.

В целях определения влияния водной среды на прочностные свойства, полученных в опытах образцов, часть из них помещали в дистиллированную воду на длительное время (до 5 суток). Как было установлено, механические свойства цементированных образцов не изменяются.

Часть образцов подвергалась воздействию ряда растворителей для ориентировочной оценки химического состава окисленной нефти. Исследуемые образцы выдерживали в н-гептане, очищенном керосине, бензоле, четыреххлористом углеводе и наблюдали за изменением окраски растворителей в течение десяти суток. При этом в опытах с н-гептаном и керосином цвет не изменился, что указывает на отсутствие в окисленной нефти смолистых веществ и низкомолекулярных асфальтенов. В опытах с бензолом и четыреххлористым углеводом растворители окрашивались в желтый цвет. Это говорит о наличии в окисленной нефти высокомолекулярных асфальтенов и карбенов. Результаты проведенных опытов с растворителями дают основание для утверждения, что прочность образцов не является предельной. Для повышения их прочности необходимо более глубокое окисление нефтяного остатка путем применения катализаторов, определения оптимальной технологии окисления и т.д.

Из приведенных экспериментов, проведенных в лабораторных условиях, можно сделать вывод: слабосцементированные коллекторы нефтяных месторождений можно с успехом крепить путем коксования, насыщающих их

высоковязких нефтей, при этом оптимальная температура коксования 205—215°C. Этот способ будет ближайшим резервом, предупреждающим вынос песка из пласта, не только на этапе геолого-разведочных работ, но и при эксплуатации скважин, при вводе месторождений в разработку. Однако его применение требует разработки забойного теплового генератора.

Мелик-Асланов Л.С., Мамедов Р.Г., Насиров М.Д. и др. в качестве наполнителя предложили использовать гранулированный полиэтилен, и после наполнения осуществляют нагрев полиэтилена теплоносителем до 130-140°C. В результате между частицами песка и гранулированного полиэтилена происходит спайка и получается прочный, высокопроницаемый барьер в прифилтровой части пласта. При этом скорость нисходящего потока должна быть не менее, чем в 1,5-1,8 раза больше скорости всплывания зерен полиэтилена и осаждения песка в воде (нефти). То есть данный состав способен в покое расслаиваться на три фазы. Образующийся фильтр имеет разную проницаемость по высоте.

В целом, физико-химический метод обработки слабосцементированных пластов распространен незначительно в связи с усложнением технологии работ.

## **2.4 Химические методы предупреждения пескопроявлений**

К химическим методам предупреждения пескопроявлений относится использование методов закрепления призабойной зоны пласта (ПЗП) смолами и составами, формирующими проницаемый тампонажный камень, выполняющими роль фильтра. Эти методы позволяют сохранить коллекторские свойства пласта, обеспечивают вторичное вскрытие в щадящем режиме, чем способствуют предотвращению выноса песка в скважину.

Для создания за колонной в интервалах залегания продуктивных пластов проницаемых искусственных фильтров непосредственно в процессе первичного цементирования скважины используются цементно-песчаные, цементно-полимерные, материалы на основе смол, песчано-солевые, смоло-солевые и другие смеси, например с добавками нефти или пористого наполнителя, после затвердевания которого получается пористый и прочный камень [47, 58-60].

### **2.4.1 Составы для крепления ПЗП пескопроявляющих скважин на основе смол**

В эксплуатационных скважинах для борьбы с выносом песка в основном прибегают к упрочнению приствольной зоны в интервалах залегания слабосцементированных пластов-коллекторов смолами. Для закрепления песков в мировой практике используют фенольные, фурановые и эпоксидные смолы. [47]

Из составов на основе фенольных смол [61, 62]. Наиболее известным является состав под названием "Контарен" [63, 64]. Полимерные составы типа "Контарен" содержат в своем составе смолу ТС-10 + уротропин (гексаметиленetetрамин) + вода + до 20% минеральных солей. В качестве минеральных солей в состав входит поваренная соль, доменный шлак и аглоруда в отношении 10:24:66. Размер этих наполнителей от 0,5 до 30 мм. Помол производится при температуре от +600 до +650 °С, что усложняет технологию и увеличивают время приготовления раствора. Кроме того, разработанная во ВНИИнефть технология крепления призабойной зоны пласта включает: спуск и цементирование обсадной колонны до кровли продуктивных пород; расширение ствола скважины в интервале продуктивного пласта; заполнение расширенной части пласта раствором типа "Контарен"; спуск хвостовика до забоя и отверждение закачанного материала; разбуривание последнего в хвостовике; перфорацию хвостовика без разрушения искусственного фильтра на всю его толщину, для чего перфораторы оборудуются стальными (вместо алюминиевых) заглушками толщиной 5 мм, после чего, прокачивается водный раствор хлорида кальция.

Из вышперечисленного видно, что технология приготовления и применения раствора типа "Контарен" в промысловых условиях очень сложна, требует специального оборудования, занимает большое количество времени и образуемые коллекторы обладают незначительной твердостью, в пределах от 2 до 4,5 МПа.

Для работы в добывающих скважинах разработаны более эффективные методы предупреждения пескопроявления [9], которые позволяют получить коллектор с большей твердостью и более высокой проницаемостью. Этот эффект достигается вследствие использования алкилрезорциноформальдегидной или фенолрезорциноформальдегидной смол со среднечисловой молекулярной массой 250 - 350, а в качестве отвердителя - параформ и дополнительно — карбонат аммония при следующих соотношениях компонентов, масс.ч;

Алкилрезорциноформальдегидная или фенолрезорциноформальдегидная смола	- 100;
Параформ	- 10 - 15;
Карбонат аммония	- 10 - 20.

Введение в состав параформа обеспечивает отверждение смолы в щелочной среде, характерной для пластовых вод и буровых растворов, без введения кислотного реагента. Отверждение смолы в щелочной среде в сочетании с особенностями смол ФР-100 и ФР-50 позволяет получить более прочные коллекторы в прискважинной зоне.

Протекание реакции разложения карбоната аммония требует создания пластовой температуры до +60°С и выше искусственным путем. Возникает необходимость применения специального оборудования, что усложняет технологию проведения работ. Все это несколько ограничивает область применения выше предложенного состава.

Поэтому для работы в низкотемпературных скважинах, имеющих пластовую температуру менее  $+60^{\circ}\text{C}$ , автором [65] предлагается использовать состав, содержащий вместо карбоната аммония бикарбонат натрия с последующей прокачкой раствора кислоты (любой), обеспечивающей рН среды от 3,5 до 2,5, например, синтетической виноградной. При следующих соотношениях компонентов, масс. частей:

алкилрезорциноформальдегидная смола (ФР-100) -	100;
параформ	- 10 - 15;
бикарбонат натрия	- 10 - 35

Использование и создание фильтра содержащего в своем составе фенолформальдегидную смолу марки ВР, соляную кислоту и кварцевый песок имеет ряд отрицательных сторон. [66]. Во-первых, этот состав имеет низкую проницаемость для нефти (400 мД), что приводит к снижению добычи нефти; во-вторых, состав имеет низкую прочность (1,25 МПа), что не позволяет длительное время сохранять целостность фильтра и сохранить его первоначальную проницаемость; в третьих, входящая в состав фенолформальдегидная смола очень токсична и имеет неприятный запах.

Состав для создания фильтра, предотвращающего вынос песка из продуктивного пласта при добыче нефти и газа из скважины, разработанный в Пермском государственном научно-исследовательском институте нефтяной промышленности содержит карбамидоформальдегидную смолу КФС, сернокислый алюминий, кварцевый песок, древесные опилки, флотореагент (побочный продукт производства диметилдиоксана). Данный состав позволяет сохранить первоначальную проницаемость фильтра в процессе всего периода его работы. Образование пористой структуры состава происходит в результате:

- введения в кварцевый песок древесных опилок, препятствующих плотной укладке частиц песка и способствующих, тем самым, образованию микротрещин;

- используемый сернокислый алюминий реагирует с мелкозернистой фракцией песка с выделением газа и образованием дополнительных пор в песке.

Пашков Д.Н., Тараненко С.К. для крепления неустойчивых пород, предложили состав, включающий мочевинофурфуролформальдегидную смолу и в качестве кислотного отвердителя - щавелевую и ортофосфорную кислоты имеет маленький диапазон температур использования до  $60-70^{\circ}\text{C}$  и небольшую величину проницаемости из-за отсутствия газообразных продуктов реакции в процессе твердения.

Попытки использовать смолу - для создания состава для крепления слабосцементированного продуктивного пласта были приняты Умрихиной Е.И., Блажевич В.А. Они также использовали фенолформальдегидную смолу и отвердитель солянокислый анимен. Но данный состав не обеспечивает сохранение проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта [67].

Использование мочевиноформальдегидной смолы и в качестве отвердителя солянокислого гидроксиламина [68] позволило увеличить проницаемость укрепляемой зоны до 368 мД, что недостаточно для нефти. Кроме того, как указывалось выше, предлагаемые реагенты токсичны и экологически небезопасны.

Известен состав для крепления призабойной зоны пласта при борьбе с пескопроявлениями, состоящий из фурфурилового спирта и кислотного катализатора, выбранного из группы: соляная кислота, фосфорная кислота. Процесс полимеризации фурфурилового спирта осуществляется непосредственно в пласте. Однако быстрое отверждение и низкая деформативность закрепляемого им песчаника является недостатком данного состава. Особенно быстро происходит отверждение при уменьшении рН в результате введения катализатора кислотного типа, что ограничивает применение состава для скважин с повышенными температурами. Кроме того, последовательная закачка в пласт фурфурилового спирта и кислотного отвердителя не позволяет получить равномерно закрепленную по глубине и интервалу обработки призабойную зону в результате несоответствия вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей. Пластично-хрупкий характер разрушения закрепленной горной породы при превышении предела ее механической прочности от возникающих при эксплуатации скважин нагрузок определяет обусловленное низкой деформативностью трещино- и каналообразование, не исключающее вынос из скважины частиц песка и породы из глуболежащих участков рыхлого пласта. Вышеуказанные причины в целом приводят к снижению эффективности обработки призабойной зоны [69].

Состав содержащий, кубовые остатки фурфурилового спирта (КОФС), кислотный отвердитель также имеет быстрые сроки затвердевания, сопровождающееся повышением вязкости раствора и как следствие, недоподъема последнего на проектную глубину [70]. Невозможность обработки призабойной зоны пласта в требуемом радиусе закрепления песчаных пород в связи с его ограниченной проникающей способностью из-за быстрого набора структурной вязкости снижает эффективность ремонтных работ. Поскольку радиус обработки призабойной зоны пласта данным составом не соответствует требуемому, определяемому с учетом степени разрушения пористости и проницаемости породы, а всегда меньше по указанным выше причинам, создание депрессии на пласт при освоении скважины и режим форсированного отбора газа приведут к довольно быстрому разрушению закрепленного участка пласта, выносу механических примесей из скважины и образованию песчаных пробок. При этом, пластично-хрупкий характер разрушения песчаника, скрепленного данным составом, не обеспечивающим к тому же достаточной деформативности, приводит к появлению трещин и каналов, по которым происходит вынос песка из более удаленных от ствола скважины разрушенных участков призабойной зоны. Таким образом, эффективность закрепления призабойной зоны пласта, при котором обеспечивается последующая эксплуатация скважины без выноса песка, данным составом недостаточна.

Введение в предлагаемый выше состав дополнительно ацетона и амиака позволило увеличить время отверждения состава, прокачать его на необходимую глубину и обеспечить необходимый радиус обработки призабойной зоны пласта. Это происходит в результате замедления процесса полимеризации фурфурилового спирта за счет связывания соляной кислоты и за счет предотвращения быстрого взаимодействия соединений фуранового кольца, присутствующего в КОФС, с ацетоном в результате изменения направления химических процессов.

Кроме этого данный состав обеспечивает повышенные деформативные свойства закрепляемому песчанику, что обусловлено совместным влиянием фурфурацетоновой смолы и сложновулканизированного полимерного соединения, получаемого в результате взаимодействия альдегидамиака с фурфуриловым спиртом. При этом, комплекс образующихся смолоподобных соединений способствует лучшему удержанию частиц песка в связанном состоянии за счет разнообразия функциональных групп, предопределяющих адгезионные свойства состава и являющихся демпфирующими мостиками между закрепляемыми частицами песка. В результате сопряженной адсорбции смолообразных веществ различного состава на песчаных частицах, закрепляемый материал имеет не пластично-хрупкий, а упруго-пластичный характер разрушения при воздействии механических нагрузок. Это способствует значительному уменьшению вероятности образования трещин при разрушении закрепленной породы, что имеет место в скважинах при действии на пласт как горного давления, так и превышении предела его механической прочности при форсированных отборах флюида (увеличенная депрессия) [71].

Разработана технология создания проницаемого состава для предотвращения выноса песка при добыче нефти и газа из скважин основывается на вымывании растворимых солей натрия и калия из состава включающего смолу - сланцевые алкил-резорцины, отвердитель - альдегид, водорстворимый наполнитель - кварцевый песок. Однако данный состав не сохраняет первоначальную проницаемость фильтра в процессе всего периода его работы, так как при проведении обязательного промывания водой водорастворимого наполнителя - соли в отвержденном материале образуются открытые поры, которые могут быстро заполняться твердыми продуктами пласта. В процессе вымывания в скважине возможен частичный размыв самого фильтра от струи воды высокого давления, в результате чего, снижается проницаемость фильтра в процессе работы. Кроме того, не обеспечивается экологичность состава, т.к. он содержит вредные и ядовитые вещества: сланцевые алкилрезорцины, модифицированные щелочью и диэтиленгликолем, альдегид в виде формалина или уротропина в большом количестве [72].

Имеется ряд изобретений для крепления призабойной зоны пласта с применением эпоксидного компаунда. Так в работе [73], была сделана

попытка получить состав для крепления пласта с применением эпоксидного компаунда, содержащего эпоксидную смолу, бензин, полиэтиленполиамин и наполнителя - гранулированного адсорбента. Однако состав оказался недостаточно прочным, и не смог обеспечить проницаемость для флюида в пластовых условиях.

Л.М. Матвеевко, Э.М. Сулеймановым [74] предложено дополнительно к эпоксидному компаунду вводить этилгидросилоксановый полимер, а в качестве гранулированного адсорбента - гранулированный фаянс. Использование в качестве наполнителя гранулированного адсорбента, гранулы которого имеют капиллярно-пористое строение, приводит к тому, что разжиженный бензином эпоксидный компаунд впитывается этими гранулами в процессе перемешивания, причем соотношение эпоксидного компаунда и гранулированного адсорбента подобрано так, что объем эпоксидного компаунда примерно равен внутригранулярному поровому объему гранулированного адсорбента. Таким образом, после перемешивания гранулированного адсорбента и эпоксидного компаунда получается смесь, в которой компаунд находится внутри гранул адсорбента, а межгранулярное пространство практически свободно. В таком виде эта смесь и заполняет каверну в призабойной зоне, поэтому отсутствует свободное количество эпоксидного компаунда, которое могло бы инфильтрироваться из каверны в окружающую не разрушенную часть пласта и забить ее, чем и достигается сохранение неразрушенной части пласта.

К началу выдержки заполнивший каверну состав образует скелет из гранул адсорбента, пропитанных эпоксидным компаундом. В процессе выдержки под влиянием повышенной температуры пласта и повышенной летучести бензин, входящий в состав компаунда, расширяется внутри гранул и диффундирует в скважину, чем вытесняет некоторое количество компаунда изнутри гранул на их поверхность, в этом же направлении действует этилгидроксилосилоксановый полимер, который обеспечивает некоторое расширение компаунда при его твердении. Выступивший на поверхность гранул адсорбента эпоксидный компаунд образует пятна слияния в местах контакта гранул, а межгранулярное пространство остается практически свободным. Приготовленный состав закачивается с транспортирующей жидкостью (водой) в ПЗП и производится выдержка скважины 3-5 суток, что снижает экономическую эффективность предлагаемого состава.

Известный состав для крепления призабойной зоны пласта пескопроявляющих высокотемпературных скважин [75] в котором, учитывая высокую химическую и термическую стойкость, в качестве полимерного связующего в составе для крепления призабойной зоны выбрана фурановая смола ФФ-1СМ, не растворимая в воде. Отверждение этой смолы осуществляется при температуре 150-200 °С в присутствии кислых катализаторов. Для увеличения проницаемости закрепленного песка в состав вводили не растворимые в смоле жидкости – дизтопливо (нефть) и воду. До-

бавление воды ведет к увеличению времени загустевания состава и снижению прочности отвержденного материала, которая составляет 3-11 МПа. Разработанный проницаемый состав включает смолу ФФ-1СМ, отвердитель, кварцевый песок и минеральную соль (хлористый натрий).

Установлено, что проницаемость искусственного фильтра и закрепленного песка (всей системы) составляет 3-14 Д, при этом проницаемость самого закрепленного песка снижается с 30 до 2-12 Д. Это вполне удовлетворяет условиям успешной эксплуатации скважин. Прочность закрепленного песка составляет 5-7 МПа.

За рубежом широкое применение нашел способ совмещения намывки гравия и укрепления его смолой. В 1977 г. фирма «Шелл» разработала рецептуру смолы на водной основе известной теперь под названием Аква-Эпон. Стоимость обработки призабойной зоны этой смолой составляет 50% стоимости сопоставимого процесса с использованием смолы на углеводородной основе [76].

При осуществлении этого процесса гравий смачивают на поверхности эмульсией эпоксидной смолы, в которой в качестве катализатора используют водорастворимый амин, обладающий сильной катионной поверхностной активностью. Излишек эмульсии вымывают из гравия и затем вводят гравий в высоковязкую жидкость-носитель и полученную пульпу закачивают в скважину. После этого вязкость жидкости-носителя резко снижается и эпоксидная смола твердеет, склеивая зерна гравия в прочный скелет.

Таким образом, проведенный анализ показал, что фенольные смолы применяют наиболее широко, однако эффект их действия непродолжителен. Пленки из фенольных смол на зернах песка отличаются большой усадкой и содержат много окклюзированной воды, поэтому пленка становится трещиноватой, пористой и хрупкой. Пленки из фурановых смол не дают усадки, но при полимеризации из них выделяется большое количество воды. Эпоксидные смолы не образуют побочных продуктов, характеризуются высокой адгезией, значительным сопротивлением сжатию, наиболее надежны, но дороги и дефицитны. Основные показатели свойств составов на основе смол представлены в таблице 10.

Работы, связанные с упрочнением пласта смолами, как правило, сложны и требуют учета многих факторов. В скважину последовательно закачивают несколько жидкостей, каждая из которых выполняет только одну функцию. Расход материалов значителен. Работы наиболее эффективны, если проводятся сразу после вскрытия объекта.

Недостатком способов консолидации слабосцементированных песков является невозможность точного определения степени заполнения крепящим раствором порового пространства в закрепляемой зоне и равномерного распределения смолы в массе песка, что приводит к слабой цементации или в случае избытка смолы к закупорке порового пространства и потере проницаемости пород в закрепленной зоне. К недостаткам этого

способа можно отнести малую эффективность крепления пластов с низкой проницаемостью и малодебитных скважин, невозможность закрепления призабойной зоны без предварительного ее заполнения отсортированным песком определенного фракционного состава.

Таблица 10

Составы для крепления призабойной зоны пласта на основе смол

№	Состав		Показатели свойств		Примечание
	Компоненты	Содержание, %	Проницаемость, мД	Прочность, МПа	
1	2	3	4	5	6
1	Смола ТС-10	20	368	2,3-7,0	Сложная технология приготовления
	Уротропин	7			
	Минеральные соли	60			
	Вода	Ост.			
2	Алкилрезорциноформальдегидная или фенолрезорциноформальдегидная смола	74	240-884	9,8-21,0	Область применения при температуре от 60 °С
	Параформ	11			
	Карбонат аммония	15			
3	Алкилрезорциноформальдегидная смола	74	250-736	10,5-20,5	Требует дополнительной обработки кислотой
	Параформ	11			
	Карбонат аммония	15			
4	Фенолформальдегидная смола –ВР	40	400	12,5	Токсичен
	Песок	20			
	5% –ная НС1	40			
5	Карбамидоформальдегидная смола	40,1-57,3	1400-3070	1,3-2,8	Использование опилок определенной влажности усложняет технологию применения
	Сернокислый алюминий	0,35-0,5			
	Кварцевый песок	37,9-54,0			
	Древесные опилки	1,07-3,19			
	Флотореагент Т-80	0,5-3,3			
	Вода	Ост.			
6	Фенолформальдегидная смола	50	183-293	-	Не обеспечивает сохранение проницаемости ПЗП
	Солянокислый анилин	2-3			
	Вода	47-48			
7	Фенолформальдегидная смола	45-55	183-386	-	Токсичен
	Солянокислый гидроксилламин	0,03-0,5			
	Вода	Ост.			

1	2	3	4	5	6
8	Кубовые остатки ректификации фурфурилового спирта	57-75	2,19-2,86	1,57-2	Токсичен (использование концентрированной соляной кислоты)
	Концентрированная техн. соляная кислота	8-19			
	Ацетон	2-4			
	Водный раствор NH <sub>4</sub> 25%	2-4			
	Вода	Ост.			
9	Смола – сланцевые алкилрезорцины	15-20	1-100	4 - 8	Токсичен. Требуется дополнительной технологии по вымыванию водорастворимых солей
	Кварцевый песок	10-55			
	NaCl или KCl	14-40			
	Вода	Ост.			
10	Эпоксидная смола	69-72	540	3,0-7,2	Невысокая закрепляющая порода способность
	Бензин	20-24			
	Полиэтилен полиамин	6,5-7,5			
	Кремний органическая жидкость	0,5-1,5			
11	Эпоксидная смола	70	760	112	Невысокая проницаемость
	Бензин	22			
	Полиэтилен полиамин	8			

Кроме того, отмечается малая продолжительность работы скважины после консолидации слабосцементированных пород, так как при работе скважины с пескопроявлением в призабойной зоне образуются каверны, на свод которой действуют значительные напряжения, в результате он разрушается и происходит обвал вышележающих пород, что ведет к возобновлению пескопроявлений.

#### 2.4.2 Проницаемые тампонажные составы для крепления пескопроявляющих продуктивных пластов

Исследователями показано, что роль фильтра может выполнять высокопроницаемый тампонажный камень, образующийся в результате схватывания закачанной в скважину тампонажной смеси [31, 47]. Наибольший интерес представляют собой смеси на основе портландцемента как наиболее дешевого и доступного вяжущего материала, нетоксичного, удобного в применении и формирующего достаточно прочный и сохраняющий свои свойства во времени камень.

Для этих целей в работе [47] предложена тампонажная смесь, включающая следующие компоненты (в частях по массе): портландцемент - 1, песок с размерами зерен 0,15-1,5 мм - 1-2, гравий с размерами частиц 1,5-

2,5 - 4,7 , стабилизатор пуццолан - 0,1-0,4, вода 1,5-2,5. Через 48 часов прочность тампонажного камня из этой смеси при сжатии достигает 0,28 МПа, а через 17 суток - 7МПа

Крепление призабойной зоны скважин цементными и песчаноцементными растворами малоэффективно поскольку имеется вероятность образования пробок в стволе и значительное снижение проницаемости пород в призабойной зоне. В таких условиях лучшие результаты дает применение цементно-солевых и особенно песчано-цементно-солевых смесей. Используется поваренная соль с размерами частиц 1-2 мм. В зависимости от степени дренированности и поглощательной способности пластов соотношение цемента и соли составляет 1:2, а песка, цемента и соли 1:0,75:0,8. Из проведенных 15 промысловых испытаний применение этих смесей оказалось эффективным в 10-ти случаях. Дебит ряда скважин возрос в несколько раз за 4-5 месяцев эксплуатации. Увеличение отбора нефти, по видимому, объясняется растворением в пластовом флюиде поваренной соли, введенной в цементную смесь.

Существенным недостатком растворов с большими добавками песка является их седиментационная неустойчивость. Это приводит к неоднородности цементного камня и снижает его проницаемость [31].

Цементный камень с высокой проницаемостью и однородной структурой можно получить при закачке затворенной на водонефтяной эмульсии цементно-карбонатной смеси (соотношение 1:1) и 10 %-ного раствора соляной кислоты. Формирование высокопроницаемого камня во многом зависит от того, насколько однородная смесь получается при смешении ее компонентов в забойных условиях. Сформированный камень, по данным лабораторных испытаний, имеет предел прочности на сжатие около 1,2 МПа, а газопроницаемость достигала 500 мкм<sup>2</sup>. Эффективность работ при использовании таких смесей выше, чем при применении песчаноцементных растворов.

Седиментационной устойчивостью обладают также цементно-пековые растворы. Способность пека частично растворяться в керосине, а еще лучше в нефти способствует формированию проницаемого цементного камня [9].

Формирование проницаемого цементного камня облегчается при введении в цементный раствор пористых наполнителей, предварительно насыщенных водой или нефтью. В качестве наполнителей могут быть применены керамзитовый песок, гранулированная пемза и другие материалы, обладающие открытой пористостью. Рациональные размеры гранул-0,5-8,0 мм. При таких размерах гранул достигается наибольшая пористость. При этом гранулы свободно проходят через клапанные узлы насоса и перфорационные отверстия. Предварительное насыщение гранул жидкостью под вакуумом позволяет сохранить их первоначальную проницаемость, предупреждая попадание цементной суспен-

зии или её фильтрата в поровое пространство гранул. Приготовленная таким образом цементная смесь седиментационно устойчива [77-80].

Известны газоцементные составы [80], позволяющие получить в интервале продуктивного пласта не требующий перфорации проницаемый цементный камень. Добавка к цементному раствору алюминиевого порошка (не более 0,2-0,4% от массы сухого цемента) позволяет получать расширяющийся цементный камень, по проницаемости аналогичный песчаникам. Цементные растворы с добавками алюминиевого порошка успешно применяют для селективной изоляции водонасыщенных пластов, чередующихся с нефтеносными песчаниками. Эффект объясняется тем, что при соляно-кислотной обработке зацементированной зоны разрушается высокопроницаемый цементный камень в интервалах залегания нефтенасыщенных пластов. Однако опыт ведения работ по креплению призабойной зоны скважин в объединении «Узбекнефть» показал, что проницаемость такого камня недостаточна [81].

Экспериментальные работы по созданию высокопроницаемого тампонажного камня проводили и во ВНИИКРнефти. Проницаемый тампонажный камень формировали в воде при температуре около 40 °С и атмосферном давлении. Определяли водопроницаемость тампонажного камня и предел его прочности при сжатии. Результаты представлены в таблице 12, представленной в конце главы.

Как видно из таблицы 11, из смесей рецептур 2 и 3, включающих большое количество наполнителя, формировался камень с достаточно высокой прочностью при сжатии (более 2 МПа) при низкой проницаемости (менее 0,03 мкм<sup>2</sup>). Количество нефтепродуктов, использованных для предварительного насыщения наполнителя, существенно влияет на свойства получаемого тампонажного камня (рецептуры 6 и 7). Добавки нефтепродуктов к раствору портландцемента позволяют без использования наполнителя создавать проницаемый камень с удовлетворительными физико-механическими свойствами (рецептура 8). Наконец, введение в портландцементный раствор наряду с нефтепродуктами небольшого количества алюминиевого порошка (0,05-0,1 % от массы сухого цемента) позволяет формировать достаточно прочный и в то же время высокопроницаемый камень (рецептуры 10 – 13).

Газоцементный тампонажный раствор [82] содержащий алюминиевую пудру имеет неудовлетворительные технологические свойства, обусловленные преждевременным газовыделением и повышенным динамическим сопротивлением сдвигу, что приводит к низкой растекаемости тампонажного раствора и потере его подвижности. Эти процессы происходят за счет быстрого взаимодействия алюминия с гидроксидом кальция жидкой фазы цементного раствора с последующим образованием коллоидного раствора гидроксида алюминия и появления в нем коагуляционной структуры. Указанное ведет к осложнениям при цементировании, в частности к

возможности гидроразрыва пласта, а преждевременное выделение газа из цемента в окружающую среду - к снижению показателя пористости цементного камня.

Газоцементный материал, содержащий в своем составе кроме алюминиевой пудры метасиликат натрия [83], также не обеспечивает в полной мере ожидаемого результата, вследствие преждевременного выделения газа, что приводит к частичной потере порового давления раствора, при этом понижается пористость и проницаемость образующегося цементного камня.

Улучшение технологических свойств газоцементного раствора за счет замедления газовыделения и снижения динамического напряжения сдвигу достигается введением в цементный раствор смешанного комплекса амонийнонатриевых солей аминополикарбоновых кислот (СКАСАК) [84].

Недостатком данного состава является невозможность применения предлагаемого тампонажного материала в условиях АВПД и малая вероятность образования проницаемых каналов, поскольку взаимодействие оксида алюминия (в частности алюминиевой пудры) происходит в процессе гидратации портландцемента, когда скважина согласно данному изобретению находится под давлением. В этом случае образуется замкнутая пористость, а выделение газа вместе с образованием проницаемых каналов, когда уже сформирована структура камня маловероятно. Кроме того, повышенное содержание оксида алюминия вызывает быстрое схватывание портландцементного раствора в начальный период, что усугубляется при высоких температурах.

Некоторые исследователи, решают задачу преждевременного газообразования в алюминий содержащем тампонажном растворе в процессе продавки последнего в скважину и повышения проницаемости цементного камня при воздействии щелочной среды, заменой алюминиевой пудры на менее химически активную алюминиевую крупку (АКП). АКП изготавливается в соответствии с ТУ 48-5-38-78 путем распыления первичного алюминия с последующим отсевом крупных фракций, представляющих собой порошок серого цвета из игольчатых частиц размером до 0,5 мм в поперечном сечении.

Данная тампонажная смесь с оптимальным соотношением компонентов обладает лучшими свойствами, чем выше приведенные. В среднем на порядок снижается газообразование в тампонажной смеси и примерно в пять раз повысилась проницаемость цементного камня [85].

Введение в тампонажный раствор песка и метасиликата натрия для крепления призабойной зоны слабосцементированных пластов не позволило получить однородный по проницаемости тампонажный камень. Кроме того, метасиликат натрия, активно взаимодействующий с гидроксидом кальция цементного раствора с образованием кристаллов гидро-

силиката кальция, не позволяет получить тампонажный камень с проницаемостью более  $0,1 \text{ мкм}^2$ , что неприемлемо для большинства эксплуатационных скважин. Присутствие в тампонажном растворе части песка, размером более  $0,9 \text{ мм}$  обеспечивает высокую седиментационную неустойчивость раствора [86].

По этой же причине, седиментационной неустойчивости, тампонажный раствор содержащий в своем составе песок, полиакриламид (ПАА), хлористый натрий не нашел широкого применения. Применение ПАА значительно снижает растворимость хлорида натрия, но является малоэффективным для получения цементного раствора с крупнозернистым наполнителем стабилизированного фазового состава.

Поэтому в течение 24 часов, необходимых для обеспечения начала схватывания крепящего материала, происходит значительное изменение его плотности по высоте обрабатываемой зоны, связанное с седиментацией корупнозернистых ингредиентов и образованием более плотного (а значит, менее проницаемого) камня на большей глубине закрепляемого участка ПЗП. К недостаткам данного состава следует отнести, также низкую растекаемость образующихся растворов, обусловленную малым содержанием воды при наличии больших количеств ПАА, что создает необходимость их прокачивания при высоких гидродинамических сопротивлениях. Это усложняет работу оборудования и повышает вероятность увеличения размеров каверн при задавливании раствора в закрепленный участок ПЗП.

Кроме того, образование проницаемого тампонажного материала в фильтровой части скважин происходит только при условии проведения дополнительных операций по продавливанию пресной воды в пласт через созданный цементно-песчаный барьер с целью растворения закристаллизованной в нем соли.

Помимо усложнения технологии ремонтных работ дополнительная фильтрация воды в пласт является неприемлемой в обводненных скважинах, где одной из причин разрушения коллектора являются близко залегающие пластовые воды, размывающие цементирующий песчаные частицы материал. Поэтому технология получения проницаемого барьера закачкой дополнительного объема воды в пласт может лишь ослабить структуру естественного коллектора в зоне контакта с искусственно созданным барьером из цементно-песчаной смеси, что приведет к необходимости увеличения ширины закрепляемого обрабатываемого участка ПЗП и проведения повторных ремонтных работ [87].

Положительный технический результат: стабилизированный фазовый состав тампонажного раствора и как следствие образование цементного камня с более равномерной проницаемостью по всей высоте обрабатываемой ПЗП, сохранение естественной структуры пласта за счет исключения дополнительных операций по вымыванию наполнителя из сформировавшегося искусственного коллектора, был достигнут в результате допол-

нительного введения водорастворимого полимера (гипана), поливинилацетатной эмульсии (ПВАЭ), щелочного компонента в виде гидроксида и карбоната полимера, щелочного компонента в виде гидроксида и карбоната щелочного металла. В качестве наполнителя использованы древесные опилки, а размеры зерен используемого кварцевого песка 0,315-0,630 мм.

Совместное применение гипана и ПВАЭ приводит к образованию сложного полимерного комплекса с одинаковой по составу основной цепью ингредиентов, но неодинаково ориентированными свободными концами различного строения. Такая структура образующегося сополимера обуславливает его сопряженную адсорбцию на частицах зерен и продуктах гидратации цемента. При этом происходит наиболее равномерное заполнение порового пространства гидрофильными соединениями, в результате чего удерживающая способность состава увеличивается. Появление сетчатой структуры, высокомолекулярных соединений сополимера гипана и ПВАЭ обусловлено взаимодействием последнего с поливалентными катионами Ca, Al, Fe, находящимися в растворе песчано-цементной смеси.

Таким образом, благодаря компонентному составу и количественному соотношению ингредиентов в песчано-цементном растворе реализуется ряд коллоидно-физических свойств образовавшегося сополимера, обуславливающий совместно с мелкодисперсным гидросиликатом или карбонатом кальция органо-минеральной матрицы, стабилизирующей фазовый состав всей системы. Такая матрица способна удерживать всю твердую фазу в устойчивом состоянии. Однако многокомпонентность состава, особые требования к наполнителю: влажность опилок 10-12% , кварцевый песок фракции 0,315-0,630 мм, трудно исполнимы в условиях буровой. Так, при влажности опилок более 12% происходит ослабление адгезии сополимера и некоторое ухудшение стабильности, при влажности опилок менее 10% они впитывают воду из раствора, снижая его растекаемость и соответственно прокачиваемость. Кроме того, впитывание воды опилками приводит к набуханию и возникновению дополнительных напряжений в камне. При использовании кварцевого песка с меньшим размером зерен (менее 0,315 мм) образующийся камень имеет газопроницаемость меньше требуемой, а при размере зерен более 0,630 мм не обеспечивается стабилизация фазового состава раствора [88].

Известен также способ крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин путем закачки цементного раствора с древесными опилками в качестве наполнителя, при этом массовое соотношение цемент - опилки составляет 1:2 или при соотношении цемент - опилки (1:0,15) - (1:0,20) [89].

Известны составы для крепления призабойной зоны слабосцементированных пластов на основе цемента, песка, полимера и воды; песка, цемента, хлористого натрия и отхода производства [90].

Сотрудниками ОАО «ТюменНИИгипрогаз» Баталовым Д.М. и Щербичем Н.Е. проведены исследования проницаемости камня, приготовленного из раствора на основе тампонажного портландцемента ПЦТ 1-150 с различными известными добавками наполнителями [79]. Формирование и твердение образцов камня проводилось при нормальных условиях в термостате, а при умеренных и повышенных температурах и давлениях – в автоклаве таблица 12.

В таблице 13 представлены результаты испытаний проницаемости цементного камня с наполнителями, предварительно пропитанными нефтью и сформированные при давлении 0,1 и 20 МПа.

Результаты показывают, что большинство известных составов, приготовленных из цемента с пористыми и порообразующими наполнителями, образуют при атмосферном давлении камень с повышенной проницаемостью, а образцы сформированные при повышенном давлении приближенном к пластовым условиям имеют низкую проницаемость. Это объясняется сжатием газа находящимся в порах и формированием закрытой пористости.

Таблица 11

Проницаемые тампонажные составы для крепления призабойной зоны пласта пескопроявляющих скважин

№	Состав		Показатели свойств		Примечание
	Компоненты	Содержание, %	Проницаемость, мД	Прочность при сжатии, МПа	
1	2	3	4	5	6
1	Портландцемент	34	500	1,2	
	Карбонатная смесь	34			
	10 %-ая HCl	20			
	Водонефтяная эмульсия	6			
2	Портландцемент	25	10	6,4	Седиментационно неустойчивый тампонажный раствор
	Песок для гидроразрыва	50			
	Вода	Ост.			
3	Портландцемент	17,2	20	2,4	
	Песок для гидроразрыва	34,4			
	Кварцевый песок	17,2			
	Вода	Ост.			
4	Портландцемент	15	110	0,4	Седиментационно неустойчивый тампонажный раствор
	Песок для гидроразрыва	31			
	Керамзитовый песок	15,4			
	Нефть	2,4			
	Сульфанола	0,2			
	Раствор NaCl	36			

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
5	Портландцемент	21,7	63	0,7	Требуется предварительная обработка керамзита нефтью
	Песок для гидроразрыва	30			
	NaCl	21			
	Нефть	2			
	Сульфанол	0,3			
	Раствор NaCl	25			
6	Портландцемент	29	130	0,9	
	Песок для гидроразрыва	14,5			
	Керамзитовый песок	14,5			
	Нефть	2,5			
	Сульфанол	0,5			
	Раствор NaCl	39			
7	Портландцемент	30	10	3,8	
	Песок для гидроразрыва	15			
	Керамзитовый песок	15			
	Нефть	1,3			
	Сульфанол	0,3			
	Раствор NaCl	38,4			
8	Портландцемент	49	12	1,5	
	Нефть	4,4			
	Сульфанол	0,6			
	Раствор NaCl	46			
9	Портландцемент	49	3	3,2	
	Соляровое масло	4,3			
	Сульфанол	0,7			
	Раствор NaCl	46			
10	Портландцемент	49	330	1,8	
	Алюминиевый порошок	0,05			
	Соляровое масло	4,05			
	Раствор NaCl	46,9			
11	Портландцемент	49	700	2,0	
	Алюминиевый порошок	0,03			
	Соляровое масло	4,07			
	Сульфанол	0,4			
	Раствор NaCl	46,5			
12	Портландцемент	49	320	2,3	
	Алюминиевый порошок	0,04			
	Соляровое масло	3,08			
	Сульфанол	0,4			
	Раствор NaCl	47,3			
13	Портландцемент	49	850	1,5	
	Алюминиевый порошок	0,03			
	Нефть	3,27			
	Сульфанол	0,4			
	Раствор NaCl	47,3			

1	2	3	4	5	6
14	Портландцемент	65	700	1,5	Невозможность применения в условиях АВПД
	Алюминиевая пудра	0,38			
	Аморийнонатриевые соли аминополикарбоновых кислот	0,02			
	Вода	34,6			
15	Портландцемент	88	100	3,0	
	Алюминиевая крупка	12			
16	Портландцемент	92	500	1,8	Преждевременное выделение газа
	Алюминиевая пудра	8			
17	Портландцемент	10-21	100	4,5	Седиментационно неуст. раствор. Образующийся цементный камень не однороден по проницаемости
	Кварцевый песок	15-35			
	Силикат натрия	8-12			
	Вода	Ост.			
18	Портландцемент	19-21	400	4,2	Многокомпонентный состав сложная технология приготовления
	Кварцевый песок (0,315-0,630 мм)	42-49			
	Поливинилацетатная эмульсия	0.3-0.6			
	Гидролизированный полиакрилонитрил	0.02-6.03			
	Гидроксид или карбонат щелочного металла	0,6-0,8			
	Древесные опилки (W 10-12 %)	1,5-2,6			
	Вода	Ост.			

Таблица 12

Проницаемость образцов цементного камня с добавками-наполнителями при различных условиях твердения

Состав образца, г			Условия твердения		Время твердения, сут	Проницаемость мД
Цемент	Наполнитель	Вода	t, °C	P, МПа		
100	-	50	20	0,1	1	4,2
85	1 5 (микросферы)	50	20	0,1	1	6,2
70	20 (микросферы) +10 (жидкое стекло)	50	75	15,0	1	50,2
90	10 (резиновый порошок)	60	75'	0,1	1	0,45
90	10 (резиновый порошок)	60	75	15,0	1	0,07
100	10 (поролонная крошка, пропитанная глинистым раствором)	40	75	0,1	1	300

100	3 (поролоновая крошка)	50	20	0,1	2	непроницаем
100	10 (пемза, пропитанная водой)	50	75	0,1	1	0,02
100	10 (пемза, пропитанная водой)	50	75	15,0	1	непроницаем
100	40 (соль, покрытая парафином)	70	75	0,1	1	непроницаем
100	1 0 (вспученный полистирол)	50	75	0,1	1 сут в конденсате	2700
100	10 (вспученный полистирол)	50	75	20,0	1 сут в конденсате	2,0
100	20 (не вспученный полистирол)	50	75	20,0	1	0,75
100	0,4 (алюминиевая пудра)^ 10 (вспученный полистирол)	50	75	20,0	1	4,7
100	0,4 (алюминиевая пудра)+ 10 (вспученный полистирол)	60	75	0,1	7 сут в конденсате	31,6
100	20 (силикагель)	50	20	0,1	2	0,07
100	20 (древесная пыль)	50	75	20,0	1	образец разрушился
100	10 (древесная пыль с алюминиевой пудрой)	50	75	25,0	1	непроницаем
100	0,1 (алюминиевая пудра)+ 1(сульфонол) + 1 (солярка)	50	75	0,1	1	890
100	0,1 (алюминиевая пудра) + 1(сульфонол) + 1 (солярка)	50	75	20,0	1	непроницаем
80	20 (керамзитовый песок)	50	75	0,1	1	непроницаем
80	20 (керамзитовый песок, пропитанный нефтью)	50	75	0,1	1	непроницаем
100	5 (крахмал)	50	75	20,0	1	непроницаем

Таблица 13

Проницаемость цементного камня с пористым наполнителем предварительно пропитанным нефтью

Состав, г		Условия твердения		Время твердения, сут	Проницаемость, мД
Цементный раствор	Наполнитель	t, °C	P, МПа		
100	2,5 (дарнитовая крошка) + 12,5 (нефть)	75	20,0	1	1000
100	6,7 (вспученный вермикулит) + 18,3 (нефть)	75	0,1	1	211

100	6,7 (вспученный вермикулит) + 18,3 (нефть)	75	20,0	1	0,5
100	1,7 (поролоновая крошка) +16,7 (нефть)	75	0,1	1	1300
100	1,7 (поролоновая крошка) + 16,7 (нефть)	75	20,0	1	50

Исследования показывают, что проницаемый камень не образуется при использовании пористого наполнителя (керамзита, пемзы, опоки) при их недостаточном количестве в структуре цементного камня. Концентрация пористого наполнителя со сквозной пористостью в цементном растворе должна быть такой, чтобы обеспечить непосредственный контакт между частицами (гранулами) и фильтрующимся флюидом. Только в этом случае, при отсутствии перепада давления возможно образование сквозных пор в камне и поддержание гидравлической связи их со стволом скважины.

Результаты, полученные в лаборатории тампонажных растворов «ТюменНИИгипрогаз», показывают перспективность использования наполнителей со сквозной пористостью. Проницаемость образцов увеличивается если поровое пространство наполнителя предварительно насытить жидкостью (нефть, глинистый раствор, дизельное топливо).

#### **Выводы по главе**

- Применение механических методов предотвращения выноса песка в скважину связано с применением фильтров различной конструкции. Однако их установка не предотвращает разрушения пород, слагающих продуктивный пласт, фильтры заиливаются, подвергаются коррозии.

- Опыт применения проволочных фильтров в газовых скважинах показал их преимущество по сравнению с сетчатыми, гравийно-цементными и керамическими фильтрами. За время эксплуатации сетчатые фильтры полностью разрушаются и выходят из строя. В тоже время проволочные фильтры, как показывают результаты их эксплуатации, дают высокую надежность в работе, достаточную прочность и способность к регенерации свойств практически до первоначального уровня. Гравийно-намывные фильтры плохо поддаются регенерации, однако извлечь их на поверхность, невозможно.

- Применение фильтров с включением наполнителя позволяет: существенно сократить стоимость и срок подготовки скважины увеличить производительность работы скважины и отдачу пласта сохранить структуру пласта, предотвратить обвалы, размывание увеличить проницаемость пласта и укрепить структуру пласта осуществлять эффективную фильтрацию большого количества мелкого песка снизить износ скважинного оборудования.

- Технология консолидации песков в призабойной зоне скважины представляет собой сложный, многостадийный, трудоемкий и дорогостоящий процесс.

Укрепление призабойной зоны смолами можно рекомендовать в случае отсутствия выноса песка до обработки (при наличии каверн или нарушении структуры пласта трудно получить однородное распределение смолы).

В целом коэффициент успешности этого метода не столь высокий, как при намыве гравия.

- В таких условиях лучшие результаты дает применение цементно-солевых и особенно песчано-цементно-солевых смесей. Существенным недостатком растворов с большими добавками песка является их седиментационная неустойчивость. Это приводит к неоднородности цементного камня и снижает его проницаемость. Кроме того, образование проницаемого тампонажного материала в фильтровой части скважин происходит только при условии проведения дополнительных операций по продавливанию пресной воды в пласт через созданный цементно-песчаный барьер с целью растворения закристаллизованной в нем соли. Помимо усложнения технологии ремонтных работ дополнительная фильтрация воды в пласт является неприемлемой в обводненных скважинах, где одной из причин разрушения коллектора являются близко залегающие пластовые воды, размывающие цементирующий песчаные частицы материал. Поэтому технология получения проницаемого барьера закачкой дополнительного объема воды в пласт может лишь ослабить структуру естественного коллектора в зоне контакта с искусственно созданным барьером из цементно-песчаной смеси, что приведет к необходимости увеличения ширины закрепляемой зоны продуктивного пласта.

Формирование проницаемого цементного камня облегчается при введении в цементный раствор пористых наполнителей, предварительно насыщенных водой или нефтью. В качестве наполнителей могут быть применены керамзитовый песок, гранулированная пемза и другие материалы, обладающие открытой пористостью. При таких размерах гранул достигается наибольшая пористость. При этом гранулы свободно проходят через клапанные узлы насоса и перфорационные отверстия. Предварительное насыщение гранул жидкостью под вакуумом позволяет сохранить их первоначальную проницаемость, предупреждая попадание цементной суспензии или её фильтрата в поровое пространство гранул.

Газоцементные составы, позволяют получить в интервале продуктивного пласта не требующий перфорации проницаемый цементный камень, по проницаемости аналогичный песчаникам. Однако большинство составов имеют неудовлетворительные технологические свойства, обусловленные преждевременным газовыделением и повышенным динамическим сопротивлением сдвигу, что приводит к низкой растекаемости тампонажного раствора и потере его подвижности.

Проведенный анализ способов предотвращения пескопроявлений показал, что успешность работ по креплению прискважинной зоны в условиях слабощементированных коллекторов остается низкой и составляет 30-40%.

### 3 ИССЛЕДОВАНИЯ ПО СОЗДАНИЮ ПРОНИЦАЕМЫХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ

#### 3.1 Обоснование требуемой величины проницаемости фильтра

Производительность скважины, как показано ранее, определяется как проницаемостью самого продуктивного пласта, так и проницаемостью приствольной зоны пласта. Поэтому в целях обеспечения максимально возможного дебита скважины необходимо не только правильно подобрать размер проходных отверстий фильтра, но и иметь их в достаточном количестве, т.е. обеспечить в фильтре определенную скважность.

Приствольная зона пласта по существующей технологии заканчивания скважин представлена перфорационным участком низа обсадной колонны и цементным камнем-фильтром, находящимся против продуктивного пласта. Их общая проницаемость и будет определять производительность скважины.

На рисунке 19 – представлена конструкция забоя скважины с обсадной колонной с заполнением интервала продуктивного пласта проницаемым цементным камнем.

Рассмотрим приток реального газа к несовершенной газовой скважине - рисунок 20.

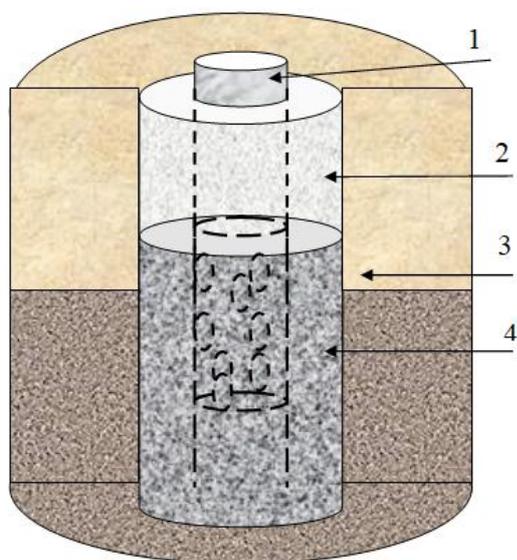


Рисунок 19 – Конструкция забоя скважины с обсадной колонной против продуктивного пласта с использованием проницаемого тампонажного камня-фильтра:

- 1 - обсадная колонна с заглушками;
- 2 - «непроницаемый» цементный камень;
- 3 - продуктивный пласт;
- 4 - цементный камень фильтр

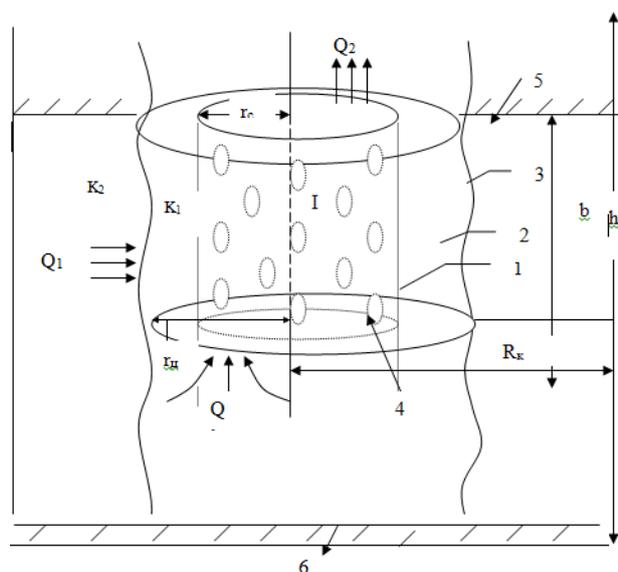


Рисунок 20 – Схема призабойной зоны скважины с цементным камнем-фильтром:

- 1 - обсадная колонна с заглушенными отверстиями - 4;
- 2 - цементный камень-фильтр;
- 3 - стенка скважины;
- 5 - кровля продуктивного пласта;
- 6 - подошва продуктивного пласта

Продуктивный газовый пласт с проницаемостью  $K_2$  вскрывает газовая скважина обсадной колонной с перфорационными отверстиями 4, расположенными против продуктивного пласта. Между обсадной колонной и стенкой скважины размещается проницаемый цементный камень-фильтр с проницаемостью  $K_1$ .

Несовершенство газовой скважины определяется такими показателями, как коэффициентом несовершенства по степени вскрытия продуктивного пласта скважиной, коэффициентом несовершенства по характеру вскрытия.

Несовершенство скважины по характеру вскрытия пласта определяется технологическими особенностями низа обсадной колонны (радиус и число отверстий по высоте интервала перфорации). Несовершенство скважины по степени вскрытия пласта определяется интервалом вскрытия продуктивного пласта скважиной.

В зоне I приток газа к стволу скважины радиальный и описывается уравнением:

$$P_y^2 - P_c^2 = A_1 Q + B_1 Q^2 \quad (5)$$

где

$$A_1 = a_1^* \left( \ln \frac{r_y}{r_c} + C_1 \right) \quad (6)$$

Несовершенная газовая скважина радиусом  $r_c$  с цементным фильтром радиусом  $r_{ц}$  вскрывает газовый пласт толщиной  $h$  на величину  $b$ .

$$B_1 = b_1^* \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_y} + C_2 \right) \quad (7)$$

$$a_1^* = \frac{116 \mu \cdot z \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{(\pi \cdot K_1 \cdot b \cdot T_{см})} \quad (8)$$

$$b_1^* = \frac{\rho_{см} z P_{атм} \cdot T_{пл}}{2 \pi^2 l \cdot b^2 \cdot T_{см}} \quad (9)$$

$C_1$  и  $C_2$  – коэффициенты несовершенства скважины по характеру вскрытия пласта;

$A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины;

$P_{ц}$  – давление на цементный камень, Па;

$P_c$  – забойное давление, Па;

$Q$  – дебит газа при  $P_{атм}$  и  $T_{ст}$ , м<sup>3</sup>/сут;

$Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;

$\mu$  – коэффициент динамической вязкости газа при  $P_{пл}$  и  $T_{пл}$ , сП;

$K_1$  – проницаемость фильтра, Д;

$b$  – величина вскрытия пласта скважиной, м;

$\rho_{ст}$  – плотность газа при  $P_{атм}$  и  $T_{ст}$ , кг/м<sup>3</sup>;

$l$  – коэффициент макрошероховатости цементного фильтра.

Коэффициенты  $C_1$  и  $C_2$  можно оценить по формулам [91]:

$$C_1 = b / (n \cdot r_0) \quad C_2 = b^2 / (3n^2 \cdot r_0^2) \quad (10)$$

где,  $r_0$  – радиус полусферы (отверстия),  $n$  – число отверстий;  $b$  – высота интервала перфорации.

В зоне II имеем приток к несовершенной скважине радиусом  $r_c$ . Уравнение притока можно выразить аналогично, уравнением:

$$P_k^2 - P_y^2 = A_2 Q + B_2 Q^2 \quad (11)$$

где

$$A_2 = a_2^* \left( \ln \frac{R_k}{r_y} + C_3 \right) \quad (12)$$

$$B_2 = b_2^* \left( \frac{1}{r_y} - \frac{1}{R_k} + C_4 \right) \quad (13)$$

$$a_2^* = \frac{116 \mu \cdot z \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{(\pi \cdot K_2 \cdot h \cdot T_{см})} \quad (14)$$

$$b_2^* = \frac{\rho_{см} z P_{атм} \cdot T_{пл}}{2 \pi^2 l \cdot h^2 \cdot T_{см}} \quad (15)$$

$C_3$  и  $C_4$  – коэффициенты несовершенства скважины по степени вскрытия продуктивного пласта.

Коэффициенты  $C_3$  и  $C_4$  определяют по формулам [91]:

$$C_3 = \frac{1}{h} \ln \bar{h} + \frac{1 - \bar{h}}{h} \cdot \ln \frac{\delta}{r_c} \quad C_4 = \frac{1}{h} \quad (16)$$

где  $\bar{h} = \frac{b}{h}$  – относительное вскрытие пласта скважиной;

$$\delta = 1,6 \cdot (1 - \bar{h}^2);$$

$\frac{r_c}{h} = \frac{r_y}{h}$  – относительный радиус скважины.

Суммируя (1) и (7) получаем уравнение для притока в целом к скважине радиусом  $r_c$ :

$$P_k^2 - P_y^2 = (A_1 + A_2) Q + (B_1 + B_2) Q^2 \quad (17)$$

Полученное уравнение позволяет определить зависимость дебита скважины от проницаемости фильтра (радиуса отверстий и их количе-

ства), от параметров цементного камня-фильтра (радиуса, проницаемости, высоты).

Расчет зависимости влияния проницаемости приствольного участка проводился по специально разработанной программе. Результаты расчетов представлены в таблицах 14-20, их анализ на рисунках 21-25.

На рисунке 21 представлено влияние степени вскрытия пласта скважиной на производительность скважины.

Исследована зависимость дебита скважины при различной проницаемости цементного камня от 1 мД до значений проницаемости продуктивного пласта и выше. Степень вскрытия пласта скважиной принята равной единице (рисунок 22).

Анализ представленных результатов показал, что производительность скважины определяется коэффициентом совершенства по степени вскрытия, проницаемостью самого продуктивного пласта и проницаемостью фильтра.

Чем больше коэффициент совершенства по степени вскрытия продуктивного пласта, тем выше производительность скважины.

Аналогично чем выше проницаемость пласта, тем выше производительность скважины.

С увеличением проницаемости цементного камня-фильтра производительность скважины сначала резко увеличивается, а затем ее влияние носит незначительный характер.

Установлено, что для низко-проницаемого пласта предельная проницаемость фильтра (проницаемость при которой ее влияние носит менее выраженный характер) составляет 1,5 – раза от проницаемости пласта.

Для среднепроницаемых пластов предельная проницаемость примерно равна проницаемости пласта.

Для высокопроницаемых пластов предельная проницаемость 150-200 мД. Увеличение проницаемости цементного фильтра свыше указанных величин предельной проницаемости не приводит к значительному повышению производительности скважины.

Представляет интерес исследовать влияние увеличения радиуса цементного камня за обсадной колонной путем расширения ствола скважины в интервале продуктивного пласта на ее дебит. В таблице 18 и рисунке 23 - приведены результаты расчета дебита для расширенного ствола скважины в зоне продуктивного пласта с размещенным в нем проницаемым цементным камнем различной величиной проницаемости.

Таблица 14

Дебит газовой скважины с цементным фильтром за обсадной колонной на забое при относительном вскрытии пласта скважиной 2/3

Входные параметры	Значения								
Вязкость газа, Па·с	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Коэффициент сверхсжимаемости	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
Атм. давление, МПа	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Пласт. температура, К	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Прониц. фильтра, мД	10	50	100	200	300	500	700	800	1000
Интервал вскрытия, м	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Станд. температура, К	293	293	293	293	293	293	293	293	293
Плотность газа в станд. условиях, кг/м <sup>3</sup>	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Коэффициент макрошороховатости цем. фильтра	$7 \times 10^{-9}$								
Число отверстий	330	330	330	330	330	330	330	330	330
Радиус отверстия, м	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Радиус цемента, м	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Радиус скважины, м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Проницаемость пласта, мД	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Коэффициент макрошороховатости пласта	$7 \times 10^{-9}$								
Толщина пласта, м	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Относительное вскрытие	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Относительный радиус	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Радиус контура питания,	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Давление на контуре питания, МПа	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Давление на забое скважины, МПа	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Плотность перфорации	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Дебит, м<sup>3</sup>/сут</b>	105020,7	347461,1	449164,8	515589,8	540379,8	561209,2	570411,4	573321,2	577422,3

Таблица 15

Дебит газовой скважины с цементным фильтром за обсадной колонной на забое  
при относительном вскрытии пласта скважиной  $\frac{1}{2}$

Входные параметры	Значения								
Вязкость газа, Па·с	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Коэффициент сверхсжимаемости	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
Атм. давление, МПа	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Пласт. температура, К	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Прониц. фильтра, мД	10	50	100	200	300	500	700	800	1000
Интервал вскрытия, м	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Станд. температура, К	293	293	293	293	293	293	293	293	293
Плотность газа в станд. условиях, кг/м <sup>3</sup>	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Коэффициент макрошероховатости цем. фильтра	$7 \times 10^{-9}$								
Число отверстий	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Радиус отверстия, м	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Радиус цемента, м	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Радиус скважины, м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Проницаемость пласта, мД	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Коэффициент макрошероховатости пласта	$7 \times 10^{-9}$								
Толщина пласта, м	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Относительное вскрытие	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Относительный радиус	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Радиус контура питания,	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Давление на контуре питания, МПа	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Давление на забое скважины, МПа	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Плотность перфорации	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Дебит, тыс. м<sup>3</sup>/сут</b>	<b>79755</b>	<b>266065</b>	<b>345090</b>	<b>396883</b>	<b>416239</b>	<b>432511</b>	<b>439703</b>	<b>441977</b>	<b>445183</b>

Таблица 16

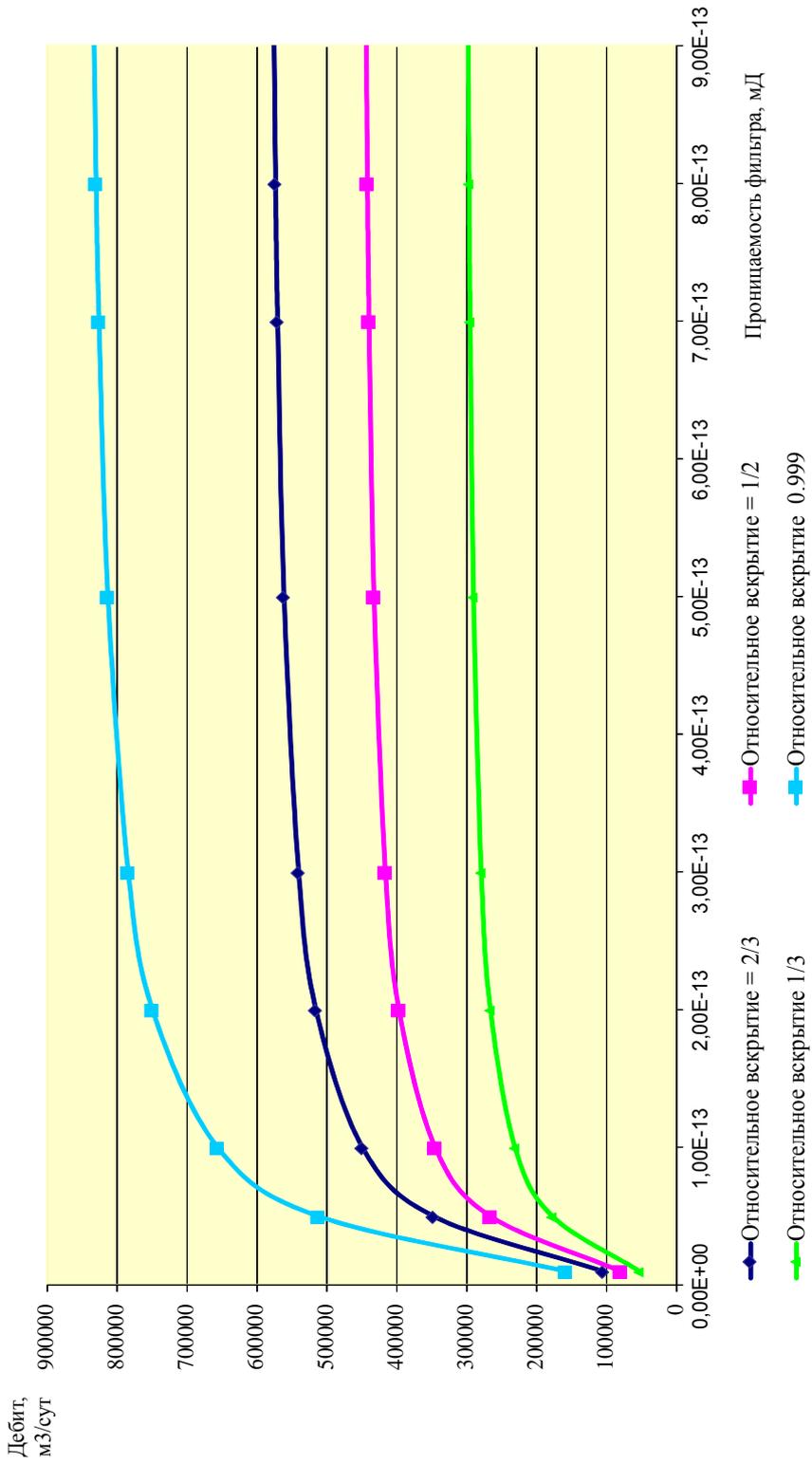
Дебит газовой скважины с цементным фильтром за обсадной колонной на забое при относительном вскрытии пласта скважиной 1/3

Входные параметры	Значения								
Вязкость газа, Па·с	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Коэффициент сверхсжимаемости	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
Атм. давление, МПа	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Пласт. температура, К	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Прониц. фильтра, мД	10	50	100	200	300	500	700	800	1000
Интервал вскрытия, м	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
Станд. температура, К	293	293	293	293	293	293	293	293	293
Плотность газа в станд. условиях, кг/м <sup>3</sup>	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Коэффициент макрошероховатости цем. фильтра	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$
Число отверстий	165	165	165	165	165	165	165	165	165
Радиус отверстия, м	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Радиус цемента, м	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Радиус скважины, м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Проницаемость пласта, мД	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Коэффициент макрошероховатости пласта	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$	$7 \times 10^{-9}$
Толщина пласта, м	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Относительное вскрытие	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Относительный радиус	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Радиус контура питания,	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Давление на контуре питания, МПа	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Давление на забое скважины, МПа	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Плотность перфорации	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Дебит, тыс. м<sup>3</sup>/сут</b>	<b>52781,8 9</b>	<b>177506, 6</b>	<b>230923, 3</b>	<b>266029, 3</b>	<b>279162</b>	<b>290206, 8</b>	<b>295088, 9</b>	<b>296632, 9</b>	<b>298809, 4</b>

Таблица 17

Дебит газовой скважины с цементным фильтром за обсадной колонной на забое при относительном вскрытии пласта скважиной 1

Входные параметры	Значения								
Вязкость газа, Пхс	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Коэффициент сверхсжимаемости	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
Атм. давление, МПа	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Пласт. температура, К	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Прониц. фильтра, мД	10	50	100	200	300	500	700	800	100
Интервал вскрытия, м	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Станд. температура, К	293	293	293	293	293	293	293	293	293
Плотность газа в станд. условиях, кг/м <sup>3</sup>	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Коэффициент макрошероховатости цем. фильтра	$7 \times 10^{-9}$								
Число отверстий	330	330	330	330	330	330	330	330	330
Радиус отверстия, м	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Радиус цемента, м	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Радиус скважины, м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Проницаемость пласта, мД	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Коэффициент макрошероховатости пласта	$7 \times 10^{-9}$								
Толщина пласта, м	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Относительное вскрытие	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Относительный радиус	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Радиус контура питания,	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Давление на контуре питания, МПа	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Давление на забое скважины, МПа	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Плотность перфорации	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Дебит, м<sup>3</sup>/сут</b>	158155, 5	512040	656136, 4	749348, 7	784001, 5	813071, 7	825902, 5	829958, 3	835673, 3



м²

Рисунок 21 – Дебит скважины с цементным фильтром за обсадной колонной на забое при различной степени вскрытия пласта скважиной

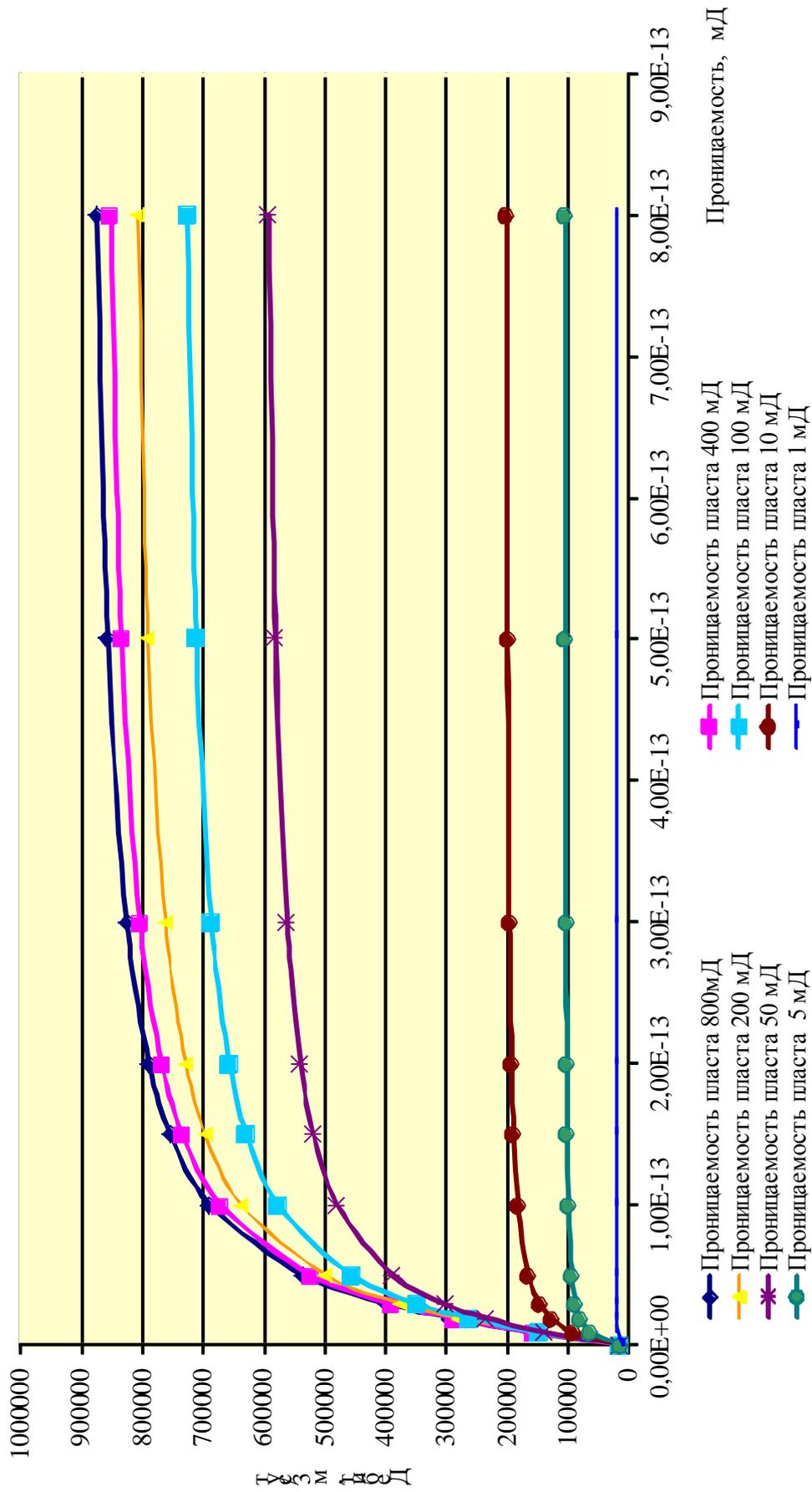


Рисунок 22 – Зависимость дебита скважины при различных соотношениях проницаемостей цементного камня-фильтра и пласта (относительное вскрытие пласта скважиной =1)

Таблица 18

Влияние радиуса проницаемого цементного камня за обсадной колонной на дебит скважины

Проницаемость цементного камня-фильтра,	Проницаемость пласта	Радиус цементного камня-фильтра, м	Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут
100	200	0,05	658067,9
	200	0,1	646321,7
	200	0,2	637970,4
	200	0,3	633910
	200	0,4	631256,3
	200	0,5	629293,5
	200	0,6	627739,4
	200	0,7	626454,4
	200	0,8	625360
	200	0,9	624407,3
	200	1,0	623564,1
200	200	0,05	740515,7
	200	0,1	732357
	200	0,2	728417
	200	0,3	727134,4
	200	0,4	726503,1
	200	0,5	726129,5
	200	0,6	725883,4
	200	0,7	725709,7
	200	0,8	725580,9
	200	0,9	725481,8
	200	1,0	725403,4
400	200	0,05	786638,9
	200	0,1	780795,6
	200	0,2	779707,3
	200	0,3	780234,1
	200	0,4	780928,5
	200	0,5	781601,6
	200	0,6	782220,9
400	200	0,7	782784,8
	200	0,8	783298,9
	200	0,9	783769,7
	200	1,0	784203,1
600	200	0,05	802774,5
	200	0,1	797785,8
	200	0,2	797751
	200	0,3	798948,2
	200	0,4	800135
	200	0,5	801197,6
	200	0,6	802139,2
	200	0,7	802978,3
	200	0,8	803732,6
	200	0,9	804416,5
	200	1,0	805041,3

1	2	3	4
800	200	0,05	810987,5
	200	0,1	806440,6
	200	0,2	806952,3
	200	0,3	808497,7
	200	0,4	809940,3
	200	0,5	811205,4
	200	0,6	812314,8
	200	0,7	813297,2
	200	0,8	814176,5
	200	0,9	814971,3
	200	1,0	815690,7

Увеличение радиуса проницаемого цементного камня-фильтра с проницаемостью меньше чем проницаемость продуктивного пласта приводит к снижению дебита скважины. В случае одинаковой проницаемости цементного камня-фильтра и породы продуктивного пласта снижение дебита скважины незначительно. Увеличение проницаемости цементного камня фильтра относительно проницаемости пласта приводит к росту дебита на 3%. Таким образом, увеличение радиуса фильтра не приводит к значительному росту дебита.

Представляет интерес оценить влияние самой обсадной колонны на дебит скважины. Для этого в разработанной программе расчета была исключена обсадная колонна.

Анализ результатов расчета дебита скважины при конструкции забоя скважины и различной степени вскрытия продуктивного пласта скважиной представлен на рисунке 24. Показано, что отсутствие обсадной колонны в интервале залегания продуктивного пласта приводит к увеличению дебита скважины в два раза рисунок 25.

Результаты проведенных исследований позволяют рекомендовать выбор или разработку технологических решений по оборудованию низа эксплуатационной колонны, например:

- для низко- и средне проницаемых, слабоустойчивых коллекторов требуется разработка технологических решений направленных на повышение проницаемости цементного камня;
- для высокопроницаемых пластов перспективны технологические решения связанные с использованием гравийных фильтров;
- исключение перфорированной обсадной колонны из конструкции забоя скважины позволяет увеличить дебит скважины почти в два раза.

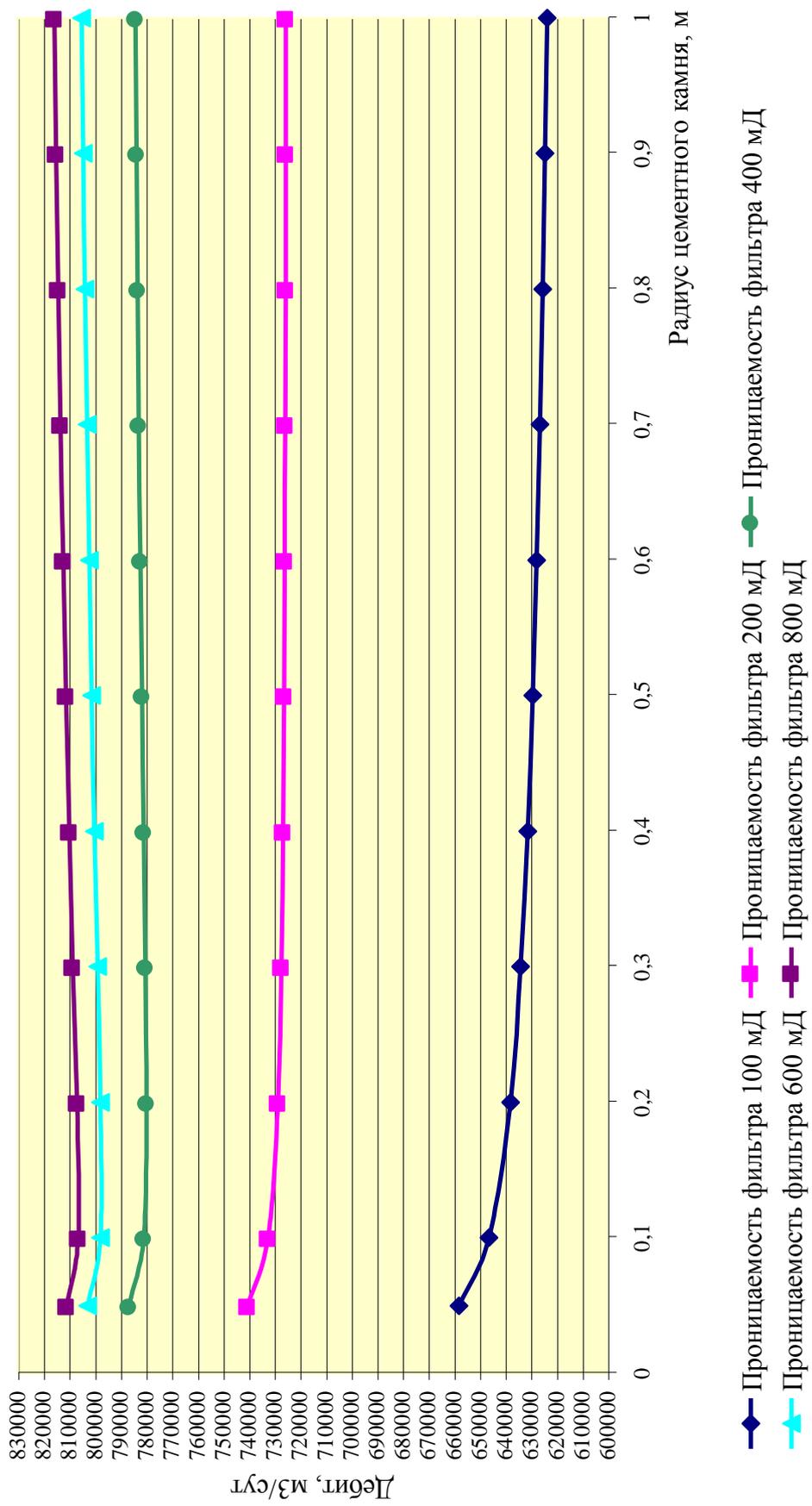


Рисунок 23 – Изменение дебита газовой скважины с цементным фильтром на забое для относительного вскрытия 1, в зависимости от радиуса

Таблица 19

Дебит газовой скважины с цементным фильтром без обсадной колонны на забое  
при различной степени вскрытия пласта скважиной

Степень вскрытия пласта скважиной	Проницаемость фильтра, мД	Дебит, м <sup>3</sup> /сут
1	2	3
2/3	10	843947
	50	1157136
	100	1206379
	200	1231932
	300	1240589
	500	1247566
	700	1250569
	800	1251510
	1000	1252827
1/2	10	670835,4
	50	940550,9
	100	983727
	200	1006197
	300	1013820
	500	1019966
	700	1022613
	800	1023442
	1000	1024603
1/3	10	464385
	50	665994
	100	698835,3
	200	715974,4
	300	721795,4
	500	726491,3
	700	728514,4
	800	729148
	1000	730036
1	10	1141868
	50	1495460
	100	1549064
	200	1576717
	300	1586062
	500	1593583
	700	1596820
	800	1597832
	1000	1599252

Дебит газовой скв.с цементным фильтром.  
При относительном вскрытии 1 и при различной проницаемости пласта и фильтра

Проницаемость пласта, мД	Проницаемость фильтра,. мД	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	
		С обсадной кол.	Без обсадной кол.
800	1	16694,72	249768
	10	160622	1265900
	20	294992	1509767
	30	398091,4	1604155
	50	534280	1684709
	100	688753,7	1748136
	150	753451,1	1769859
	200	788580,2	1780829
	300	825630	1791873
	500	856678,4	1800761
400	800	874699,6	1805781
	1	16678,55	246254,6
	10	159179,7	1203337
	20	290464	1430728
	30	390438,6	1519025
	50	522029	1594540
	100	671251	1654109
	150	733855,4	1674534
	200	767887,2	1684853
	300	803812,9	1695245
200	500	833946,9	1703610
	800	851449,2	1708336
	1	16646,32	239512
	10	156369,4	1090957
	20	281778,5	1288112
	30	375863,9	1365000
	50	498778,8	1430966
	100	637972,3	1483156
	150	696525,7	1501084
	200	728419,3	1510149
100	300	762143,6	1519281
	500	790478,4	1526636
	800	806956	1530793
	1	16582,21	227062,4
	10	151028,9	909432,3
	20	265767	1057224
	30	349376,2	1114918
	50	456872,7	1164537
	100	577906	1203901
	150	628952,7	1217448
200	656835,8	1224304	
300	686393,4	1231214	
500	711292,9	1236783	
800	725802,7	1239931	

1	2	3	4
50	1	16455,48	205640,3
	10	141349,3	667379,2
	20	238343,5	753116,1
	30	305260,4	786073,3
	50	388446,2	814262,5
	100	480261,4	836549,9
	150	518844,0	844208,3
	200	539946,6	848081,6
	300	562359,5	851984,8
	500	581286,4	855129
	800	592338,8	856906,2
10	1	15507,29	116882,6
	10	93145,86	196568,7
	20	128443,4	204269,9
	30	146848,0	206971,2
	50	165729,0	209183,7
	100	183284,2	210873,9
	150	189958,4	211443,4
	200	193473,4	211729,2
	300	197115,3	212015,8
	500	200124,6	212245,7
	800	201856,2	212375,2
5	1	14465,36	75812,14
	10	65148,36	103008,7
	20	80797,85	105101,6
	30	87814,49	105818,2
	50	94361,16	106398,6
	100	99941,95	106838
	150	101950,1	106985,3
	200	102984,3	107059,1
	300	104039,5	107133
	500	104899,2	107192,2
	800	10538,0	107225,5
1	1	9407,921	19863,39
	10	19060,36	21342,76
	20	20212,16	21431,43
	30	20627,65	21461,16
	50	20972,55	21484,99
	100	21238,88	21502,91
	150	21329,16	21508,88
	200	21374,59	21511,87
	300	21420,22	21514,86
	500	21456,86	21517,26
	800	21477,52	21518,6

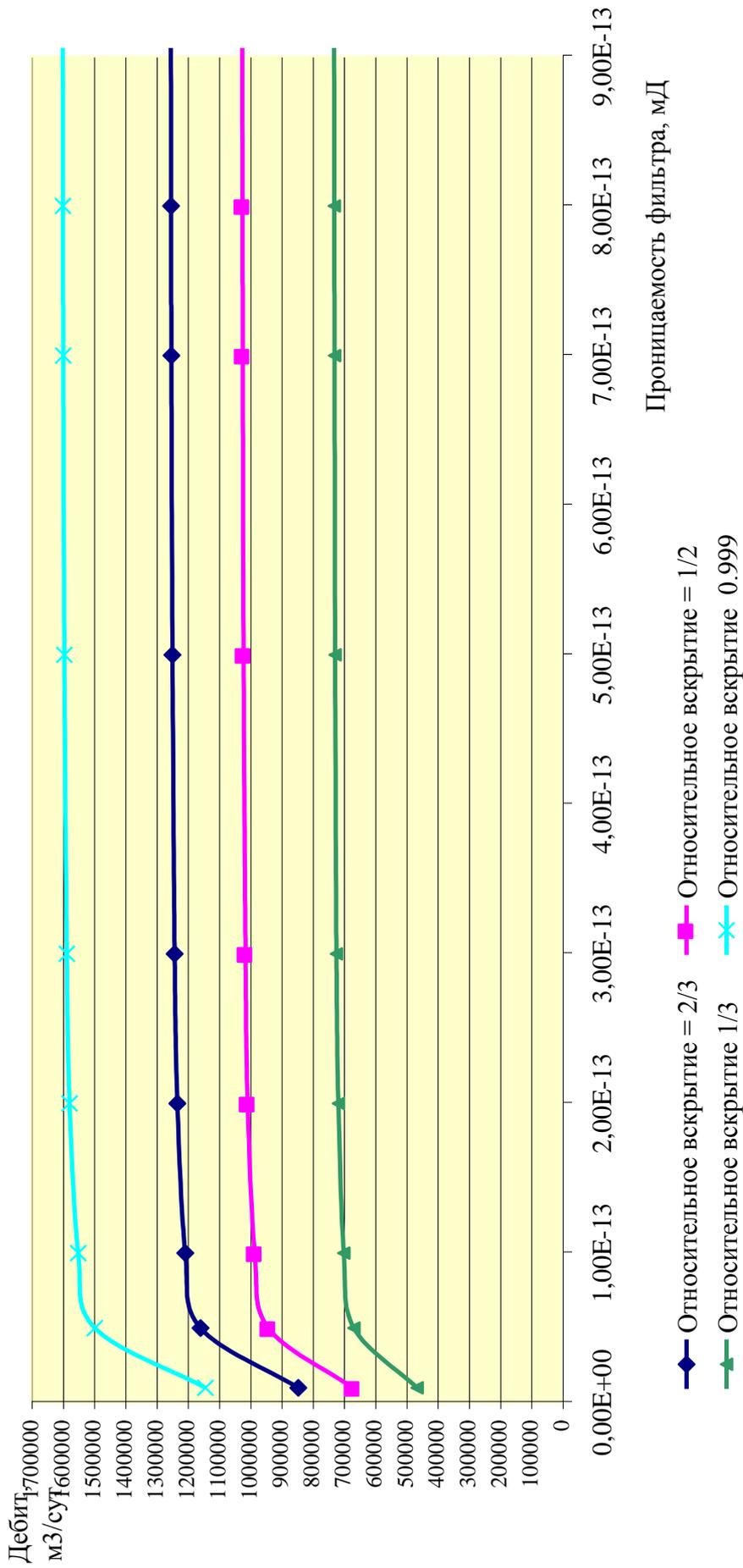


Рисунок 24 – Дебит скважины с цементным фильтром без обсадной колонны при различной степени вскрытия продуктивного пласта скважиной

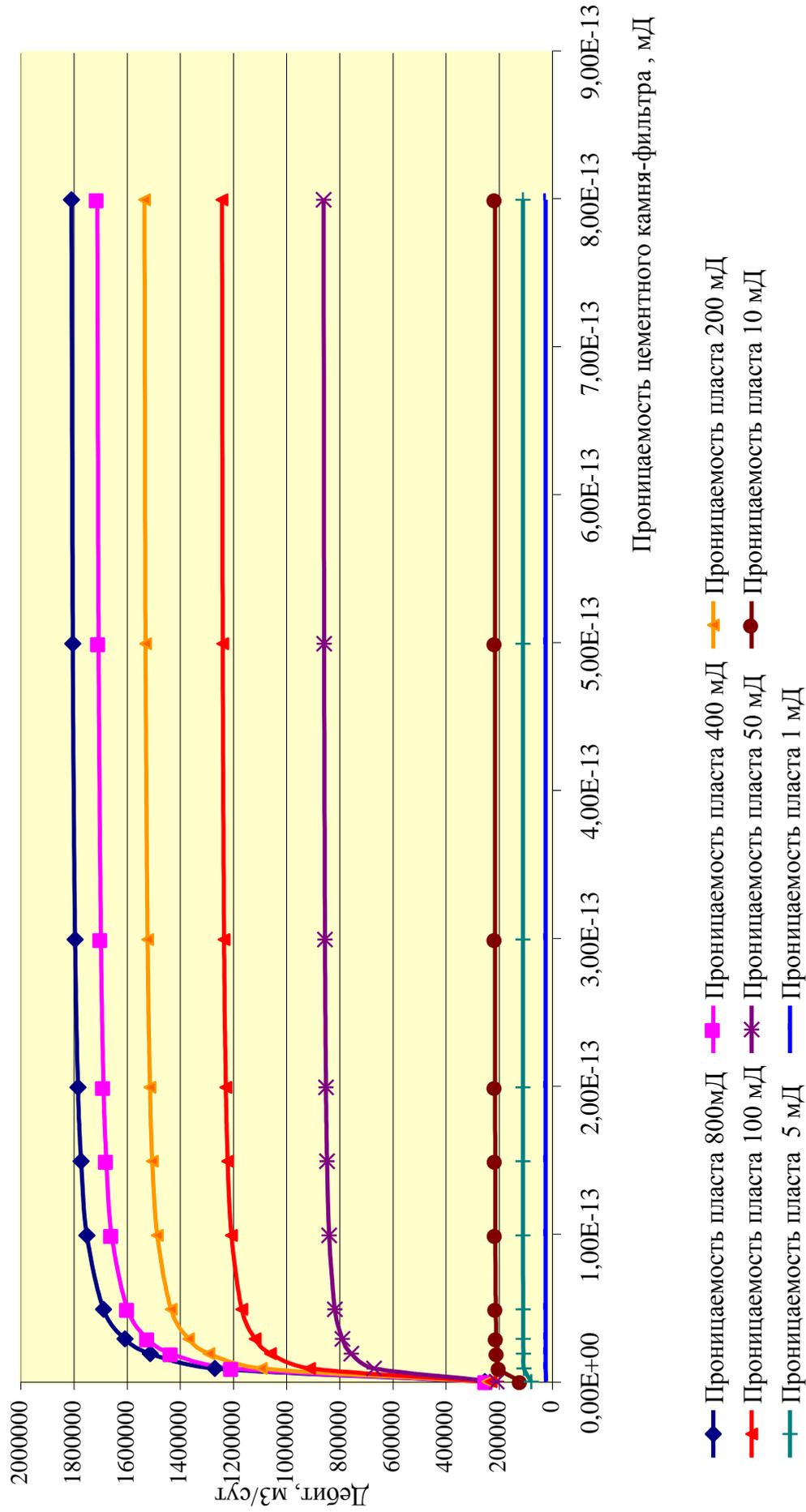


Рисунок 25 – Дебит скважины с цементным фильтром без обсадной колонны при различных соотношениях проницаемостей фильтра и породы (относительное вскрытие 1)

Применение такой конструкции скважины возможно, в случае если требуемая депрессия на пласт значительно меньше чем прочность проницаемого материала.

Таким образом, эффективность применения тампонажных материалов для крепления призабойной зоны скважин должна оцениваться с учетом требований сохранения оптимальных дебитов скважин в течении длительного периода эксплуатации, сокращения объема ремонтных работ и увеличения среднегодового дебита скважин, исключая разрушение продуктивного пласта и интенсивного выноса песка, предупреждения загрязнения окружающей среды.

Выполнение этих требований возможно при использовании такого тампонажного материала, который после доставки его в заколонное пространство превращается в достаточно прочный фильтр с проницаемостью, равной проницаемости продуктивного пласта или превышающей её.

Основной задачей исследования ставится получение проницаемого цементного камня-фильтра, не требующего проведения трудоемких операций по его формированию при заканчивании скважин в условиях залегания пескопроявляющих пластов с низкими и средними ФЕС и не снижающего дебит скважины.

### **3.2 Исследование влияния различных факторов на формирование структуры цементного камня**

Как показано ранее, наиболее эффективным технологическим приемом по предотвращению поступления песка в скважину в коллекторах с низкими и средними ФЕС является разработка рецептуры тампонажного раствора, формирующего проницаемый тампонажный камень, не требующий сложной технологии цементирования, не содержащего большого количества реагентов, требуемых для физических и химических процессов его формирования. В связи с этим были проведены исследования по изучению влияния различных факторов на проницаемость цементного камня в ранние сроки твердения.

#### **3.2.1 Исследование влияния водоцементного отношения на формирование структуры цементного камня**

Наибольшее влияние на структуру порового пространства цементного камня оказывает водоцементное отношение. Чем больше начальное водоцементное отношение, тем больше толщина водной прослойки, окружающей цементное зерно. Вода затворения в тампонажном растворе образует систему взаимосвязанных капиллярных пор, беспорядочно расположенных по всему объему цементного камня.

Показано, что объем, занимаемый твердой фазой при водоцементном отношении (В/Ц) равном 0.5, не превышает 40% [92]. Существует период, во время которого образующиеся поры сообщаются друг с другом и окружающей средой. Как показывают теоретические и экспериментальные исследования, размеры этих пор могут быть достаточно большими.

Со временем в местах первоначальных сужений пор образуются перемычки из гелеобразных продуктов гидратации, в результате чего формируются замкнутые поры и соответственно снижается проницаемость образующегося камня. Продолжительность формирования замкнутой пористости от нескольких часов до нескольких суток, в зависимости от скорости гидратации, вида цемента, водоцементного отношения и т.д. При одной и той же степени гидратации может формироваться структура цементного камня с различными соотношениями размеров и типа пор (замкнутой или открытой), что подтверждается данными А.М. Невилля (рисунок 26).

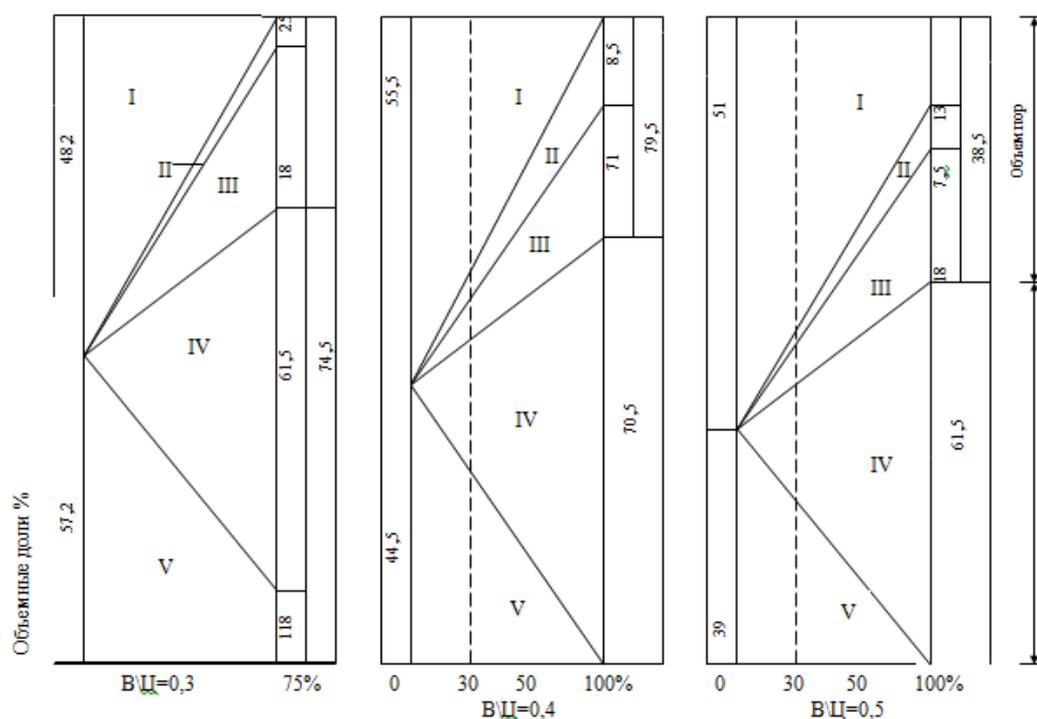


Рисунок 26 – Объемные соотношения в цементном камне в зависимости от В/Ц: I - объем капиллярных пор; II - объем усадочных пор; III - объем гелевых пор; IV - масса геля; V - неиспользованный цемент

В работе [93] количественной связи между пористостью тампонажного камня, исходным водоцементным отношением и степенью гидратации. Решение этой задачи осуществлялось исходя из следующих положений:

- на любой стадии твердения тампонажный камень состоит из продуктов гидратации, негидратированной части клинкерных минералов и воды, не вступившей в химическую реакцию;

-вода, находящаяся в гелевых порах прочно связана адсорбционными силами с поверхностью твердой фазы и не участвует далее в химической реакции. Процентная доля гелевых пор не зависит ни от степени гидратации, ни от водоцементного отношения. Капиллярная пористость зависит и от первоначального водоцементного отношения и от степени гидратации [93];

– на полную гидратацию расходуется 24 – 26 % воды от массы цемента. При переходе воды из свободного в химически связанное состояние происходит переупаковка молекул воды с высвобождением части объема, занимаемого свободной водой. Эта доля составляет около 25 % объема воды, вступившей в химическую реакцию [94].

Таким образом, суммарная пористость (П) тампонажного камня на любой стадии твердения может быть выражена

$$P = \frac{B}{\rho_в} - \frac{0.24 \cdot Q \cdot Ц}{\rho_в} + \frac{0.24 \cdot Q}{4\rho_в}, \quad (18)$$

где В - количество жидкости затворения (воды);

Ц - количество цемента;

Q – степень гидратации;

$\rho_в$  - плотность воды

Поскольку  $\rho_в = 1000 \text{ кг/м}^3$ , то

$$P = B - 0.18 \cdot Q \cdot Ц \quad (19)$$

Как видно, суммарная пористость цементного камня снижается с уменьшением количества первоначально взятой жидкости затворения и возрастанием степени гидратации. При этом снижается и капиллярная пористость.

Необходимое количество жидкости затворения, когда капиллярная пористость отсутствует, можно определить следующим образом.

Объем воды, вступившей в химическую реакцию (химически связанной)

$$V_{x.c.} = \frac{0.24Q \cdot V_{ц} \cdot \rho_{ц}}{\rho_в} \quad (20)$$

Объем исходного цемента  $V_{ц} = \frac{Ц}{\rho_{ц}}$ , где  $\rho_{ц}$  - плотность цемента.

Объем твердой фазы продуктов гидратации

$$V_{т.г.} = \frac{QЦ}{\rho_{ц}} + V_{x.c.} - V_{г.}, \quad (21)$$

где  $V_{г.} = \frac{1}{4} V_{x.c.}$  - доля уменьшения объема химически связанной воды за счет контракции.

Тогда:

$$V_{т.г.} = \frac{Q \cdot Ц}{\rho_{ц}} + \frac{0.24 \cdot Q \cdot V_{ц} \cdot \rho_{ц}}{\rho_{в}} - \frac{0.24 \cdot Q_{ц} \cdot \rho_{ц} \cdot V_{ц}}{\rho_{в}} \quad (22)$$

Так как объем гелевых пор составляет около 30 % от объема, занимаемого продуктами гидратации, то справедливы соотношения:

$$\frac{V}{V_{т.г.} + V_{в}} = 0.3 \quad \text{и} \quad V_{в} = \frac{3}{7} V_{т.г.}, \quad (23)$$

где  $V_{в}$  - объем гелевых пор, занимаемый водой.

Тогда суммарный объем, занимаемый продуктами гидратации, составит:

$$V_{п.г.} = \frac{10}{7} \cdot \frac{Q \cdot Ц}{\rho_{ц}} + 0.26Q \cdot Ц \quad (24)$$

Усредненная плотность продуктов гидратации составляет 2160 кг/м<sup>3</sup>, плотность цемента 3100 кг/м<sup>3</sup>. Увеличение объема продуктов гидратации по сравнению с объемом исходного цемента составит  $\frac{V_{п.г.}}{V_{ц}} = 2.2$ .

Увеличение объема продуктов гидратации приводит к изменению капиллярной пористости цементного камня во времени.

На любой стадии твердения справедливо соотношение:

$$\frac{Ц(1-Q)}{\rho_{ц}} + V_{п.г.} + W_{с} = \frac{Ц}{\rho_{ц}} + \frac{В}{\rho_{в}} - \frac{0.24Q \cdot Ц}{4\rho_{в}}, \quad (25)$$

где  $W_{с}$  - объем свободной воды.

Условие отсутствия капиллярных пор соответствует  $W_{с} = 0$ .

Отсюда из выражения (25) требуемое водоцементное отношение для выполнения данного условия можно представить в виде:

$$\frac{В}{Ц} = \frac{\rho_{в} \cdot V_{п.г.}}{Ц} - \frac{Q \cdot \rho_{в}}{\rho_{ц}} + 0.06 \frac{Q}{\rho_{в}} \quad (26)$$

Подставив в выражение (26) значения плотностей воды и цемента для условия полной гидратации имеем:  $В/Ц \leq 0,4$ .

На практике, в целях обеспечения прокачиваемости тампонажного раствора по затрубному пространству, как правило, водоцементное отношение принимают 0.45 - 0.55. Поэтому, можно считать, что даже при полной гидратации, которая в зависимости от температурных условий достигается в течение нескольких десятков лет, в цементном камне всегда имеются капиллярные связанные между собой поры [95].

Изложенное показывает, что для увеличения пористости цементного камня  $В/Ц$  отношение должно быть более 0.4.

Проведены экспериментальные исследования по влиянию водоцементного отношения на формирование проницаемости цементного камня (по керосину).

Установлено, что увеличение количества воды в тампонажном растворе от 40 до 80 % приводит к увеличению проницаемости образцов двухсуточного твердения, сформированных при нормальной температуре и давлении от 0,0015 до 0,0075 мД.

Такое увеличение проницаемости цементного камня объясняется расклинивающим эффектом воды при увеличении количества воды затворения. Известно, что при увеличении В/Ц до 0,8 - 0,9 в камне образуется гелевидная фаза гидросиликатов, гидроалюминатов и гидроферритов кальция, которая преобладает над кристаллической фазой.

В начальный момент времени после оставления цементного раствора в покое частицы цемента находятся во взвешенном состоянии в жидкой фазе. Ввиду неравенства плотностей жидкой и твердой фаз в гравитационном поле происходит осаждение частиц твердой фазы при одновременном перемещении вверх жидкой и газообразной. В процессе седиментации в цементной суспензии обычно образуются вертикальные каналы, которые являются местом межпластовых перетоков в заколонном пространстве скважины.

Изучение поведения цементных суспензий, закачанных в скважину, указывает на то, что в затрубном и межтрубном пространстве происходит зависание твердой фазы на ограничивающих поверхностях вмещающей среды. Зависшая твердая фаза выходит из взвешенного состояния и поровое давление цементной суспензии (под поровым давлением понимается давление, передаваемое столбом цементной суспензии на стенки вмещающего сосуда) будет обусловлено только жидкой фазой. Поровое давление суспензии в термобарических условиях земной поверхности снижается во времени до давления столба дисперсионной среды примерно за 2,5-3,5 ч после оставления цементной суспензии в покое.

Таким образом, проницаемость цементного камня может быть определена только после конца схватывания раствора. В порах цементного камня всегда присутствует вода, неизрасходованная на гидратацию цемента. Количество несвязанной воды в структуре цементного камня зависит от исходного водоцементного отношения и скорости гидратации цемента. Цементный камень, особенно в ранние сроки твердения, очень чувствителен к обезвоживанию, что имеет место при фильтрации газа, когда жидкая фаза вытесняется из порового пространства.

При фильтрации керосина через цементный камень сразу же после конца схватывания происходит его разрушение, поэтому определение его проницаемости вызывает некоторые трудности.

Анализируя приведенные результаты исследований, можно считать, что флюид, поступающий из пласта (либо за счет возникновения депрессии на пласт, либо по другим причинам), вытесняет жидкую фазу из капиллярных пор, выдавливая ее в проницаемые пласты. Вследствие этого, по мере затвердевания раствора, в пластовых условиях газ будет заполнять образующиеся поры и из-за нехватки воды гидратация резко замедлится, способствуя формированию проницаемой структуры цементного камня.

### 3.2.2. Исследование влияния температуры и давления на формирование структуры цементного камня

Установлено, что на проницаемость цементного камня значительное влияние оказывает температура и давление.

На рисунке 27 показано изменение проницаемости сформированного цементного камня при различных температурах в течение 12, 24, 48, 96 часов [96].

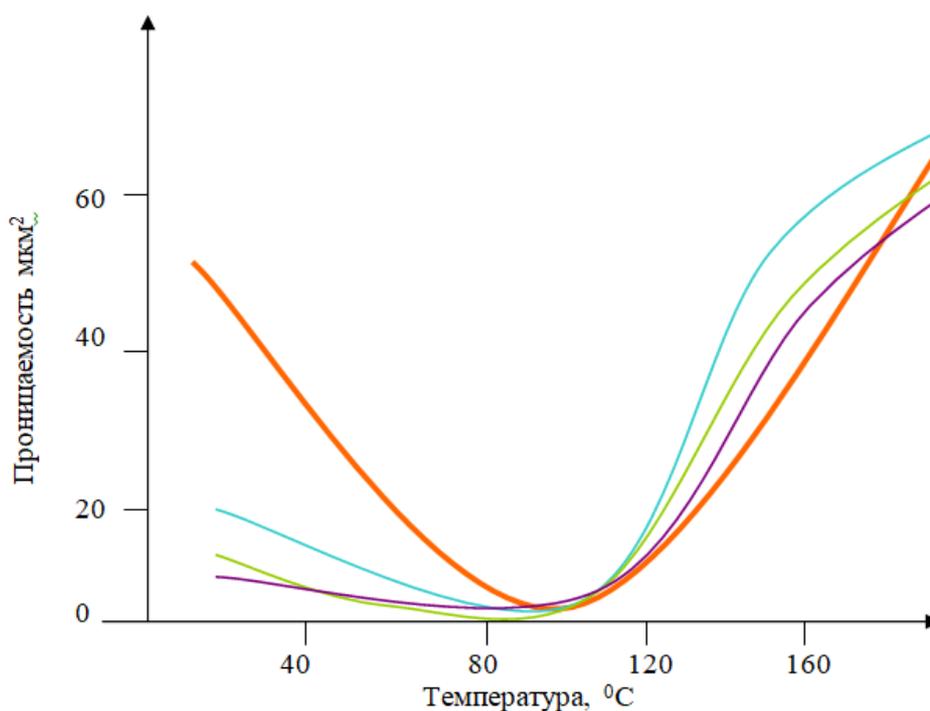


Рисунок 27 – Изменение проницаемости портландцементного камня при различных температурах в течении

- 12 часов
- 24 часов
- 48 часов
- 96 часов

На проницаемость портландцементных образцов первостепенное влияние оказывает температура. С ее ростом проницаемость цементного камня увеличивается. Это связано с реакциями перикристаллизации. При повышении температуры растворимость кремнезема увеличивается и в результате происходит образование из высокоосновных кристаллогидратов низкоосновных. Такие фазовые переходы вызывают изменение размеров кристаллов, а следовательно и расстояния между ними, что в затвердевшем камне приводит к образованию пор и микротрещин. Давление при пониженных температурах способствует понижению проницаемости образцов, при высоких температурах, либо не оказывает влияния или несколько повышает ее.

### 3.2.3 Исследование проницаемости чистого цементного камня при фильтрации через него газа в разные сроки твердения

Исследованиями Н.Е. Щербича и Баталова Д.М. показано, что объём воздуха, прошедший через образец цементного камня 1-суточного срока твердения за 60 мин при перепаде давления 10 МПа/м (рисунок 28, кривая 1), составляет 9,5 дм<sup>3</sup>. При перепаде 20 МПа/м (кривая 2) объём воздуха увеличивается до 69 дм<sup>3</sup>, при перепаде 30 МПа/м (кривая 3) - до 198,5 дм<sup>3</sup> и при перепаде 40 МПа/м (кривая 4) достигает 446 дм<sup>3</sup>.

Исследования, проведённые с образцами 2-суточного срока твердения при перепадах давления 10 МПа/м и 20 МПа/м, показали наличие незначительной фильтрации воздуха. При перепаде 30 МПа/м объём прошедшего через образец воздуха составляет 1,5 дм<sup>3</sup>, при перепаде 40 МПа/м 7 дм<sup>3</sup> и при перепаде 50 МПа/м достигает 17,5 дм<sup>3</sup>.

При испытании образцов цементного камня 7-суточного срока твердения при перепадах давления до 60 МПа/м наблюдается незначительная фильтрация воздуха. Как показали опыты, объём воздуха, прошедшего через камень за 60 мин фильтрации при перепаде 60 МПа/м, составляет 0,10 дм<sup>3</sup>, а при перепаде 65 МПа/м - 0,15 дм<sup>3</sup>.

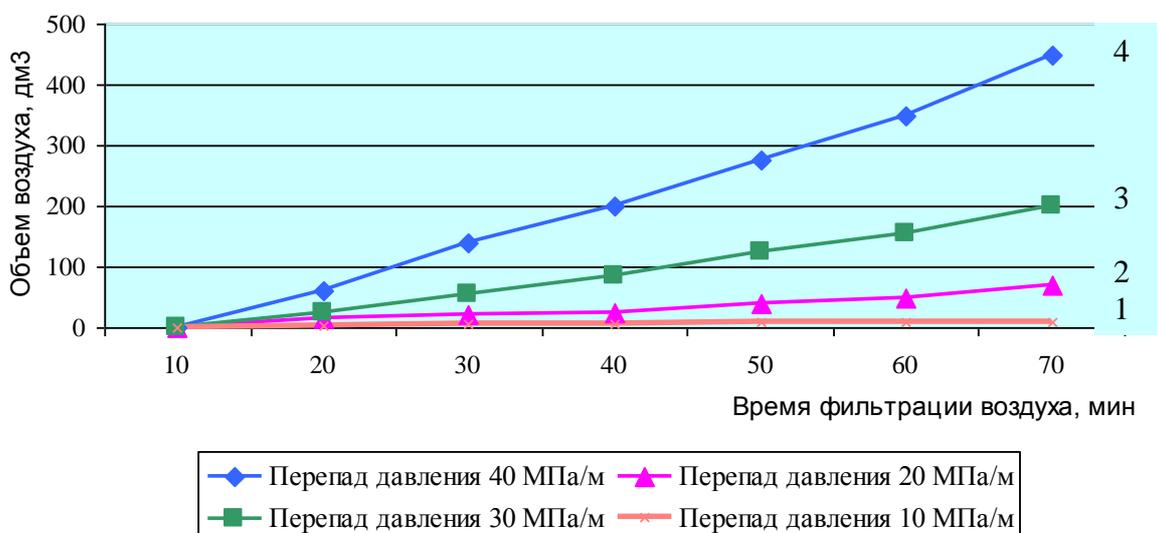


Рисунок 28 – Изменение объёмов в зависимости от времени фильтрации воздуха через образец цементного камня 1 - суточного твердения

Наибольший интерес с целью создания проницаемого камня-фильтра в приведённых экспериментах представляют сформированные образцы 1-суточного срока твердения, поскольку в них возможно образование фильтрационных каналов. Возникновение их обусловлено множеством факторов. По представлениям многих исследователей на ранней стадии твердения наиболее вероятна раздвижка элементов структуры по

наиболее слабым участкам. Этому способствует наличие значительного количества жидкой несвязанной фазы, способной перемещаться в поровом пространстве образовавшейся структуры.

Как показали опыты, при небольших перепадах давления фильтрация воздуха через камень отсутствует. При увеличении перепада давления несвязанная вода постепенно вытесняется из камня воздухом, при этом в образце 1-суточного срока твердения образуются сквозные каналы небольшого диаметра. По мере дальнейшей фильтрации воздуха через камень происходит стабилизация процесса. Увеличение перепада давления на испытуемый образец приводит к вытеснению другой части жидкой фазы, что приводит к расширению каналов. Большие перепады давлений могут вызвать фильтрационное разрушение сформированной структуры цементного камня.

Фильтрация воздуха в течение 10 мин при постоянном перепаде давления для цементных образцов суточного твердения 10 МПа/м приводит к увеличению проницаемости камня до  $2,14 \times 10^{-11}$  см<sup>2</sup>, в течение 20 мин - до  $3,2 \times 10^{-11}$  см<sup>2</sup> и 60 мин - до  $4,82 \times 10^{-11}$  см<sup>2</sup>.

При перепаде давления 20 МПа/м проницаемость увеличивается за 60 мин фильтрации до  $8,78 \times 10^{-11}$  см<sup>2</sup>, при 30 МПа/м - до  $11,19 \times 10^{-11}$  см<sup>2</sup> и при 40 МПа/м - до  $14 \times 10^{-11}$  см<sup>2</sup>.

В образце 2-суточного твердения каналы образуются в меньшей степени и возникают они при более высоких перепадах давления. В образце 7-суточного срока твердения фильтрационные каналы в цементном камне образуются в очень незначительном количестве, и образец становится слабопроницаемым для газа.

### 3.3 Методы и методики проведения исследований

Исследование проницаемости тампонажных материалов осуществлялось применением комплекса физико-химических исследований в соответствии с принятыми руководящими документами и ГОСТами.

#### **Комплекс исследований включал:**

##### Стандартные методы исследований

Исследования проводились в соответствии с ГОСТ 1581-96, ГОСТ 26798.1-96; ГОСТ 798.2-96; ГОСТ 30515-97. Они включали в себя определение сроков схватывания, прочностных показателей, седиментационной устойчивости, растекаемости. Отбор проб производился по ГОСТ 30515-97 с дополнениями.

Специальные методы исследований включали исследования по определению проницаемости образцов цементного камня. Испытания проводились на импортной установке фирмы Chandler engineering – Formation Response Tester - Тестер реакции пород модель 6100 рисунок 19.



Рисунок 29 – Formation Response Tester - Тестер реакции пород модель 6100 фирмы Chandler engineering

### **Краткая характеристика прибора**

Это полностью автоматизированный прибор для исследования потоков в кернах позволяет следить за потоком различных флюидов (включая кислоты) через образец керна. Направление потока регулируется – сверху вниз, в поперечном направлении, промывка системы и т.д. Размер керна может быть от 1 до 1,5 дюйма в диаметре и длина до 12 дюймов. Рабочее давление обычно ограничивается 21 МПа, а температура до 177 °С.

В системе используется стандартный хроматографический насос производства фирмы ISCO.

Приборная часть и компьютерное обеспечение позволяет варьировать в широких пределах входные параметры (давление, температуру, расход жидкости) позволяя максимально приблизить условия проведения эксперимента к пластовым.

Тестер реакции пород оснащен программным обеспечением, которое обеспечивает как ручной, так и полуавтономный режим работы системы. Ручной используется как рабочий и как справочный для программного обеспечения.

Прибор позволяет проводить тесты, регистрировать данные и форматировать отчеты с использованием файла формата ASCII. Тесты могут проводиться с ручным управлением или по заданному графику.

Приборы управления температурой Eurotherm 2216e обеспечивают безопасное и точное управление температурой.

### 3.3.1 Методика проведения испытаний на приборе Тестер реакции пород модель 6100

Подготовка образцов цементного камня для проведения тестирования проводилась в специальной металлической термоустойчивой форме. В зависимости от условий формирования цементные образцы формировались при температуре и давлении в автоклаве или при нормальных условиях. Длина образца – 298 мм, диаметр – 297 мм.

Программа управления 6100 основана на принципе Think and Do - «Думай и делай». Для исполнения программы 6100 используется лицензионная копия Think and Do. Регистрация данных и «тренд» (развитие процесса) выполняется программным пакетом – Trend Link. Эти две программы предустановлены в компьютере 6100.

Работа осуществляется следующим образом. После активации программы появляется окно Think and Do runtime screen вместе с главным экраном 6100. Главный экран Main Screen – графическое изображение конфигурации 6100 рисунок 30, позволяет пользователю открывать и закрывать клапаны и выбирать жидкости фильтрующиеся через образец, маршрута потока и т.д. Краны показанные красным цветом – закрыты, зеленым – открыты.

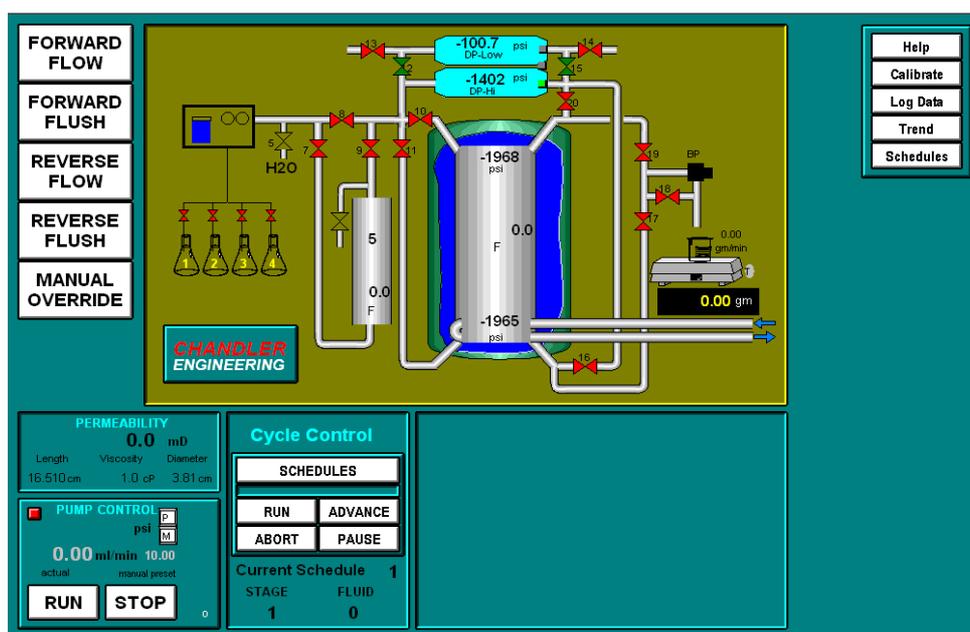


Рисунок 30 – Графическое изображение конфигурации 6100

Параметры для определения проницаемости (длина и диаметр исследуемого образца, значения вязкости для жидкости) вводятся до начала работы.

Возможность полуавтономной работы достигается использованием задания, выполненного в графическом исполнении. Можно задавать все-

возможные значения расхода, объема, маршрута движения агента для каждого этапа графика. Регистрация данных и хода процесса возможно с использованием программного пакета Trend Link, с помощью которой, можно создавать плоты с несколькими осями Y. Вид этого экрана представлен на рисунке 31.

В процессе выполнения теста проницаемость рассчитывается автоматически несколько раз в секунду. Результат расчета считается действительным с момента полного насыщения керна и стабилизации показаний дифференциального давления.

Расчет проницаемости автоматически проводится программой по формуле Дарси, в зависимости от длины образца, диаметра, вязкости жидкости и дифференциального давления:

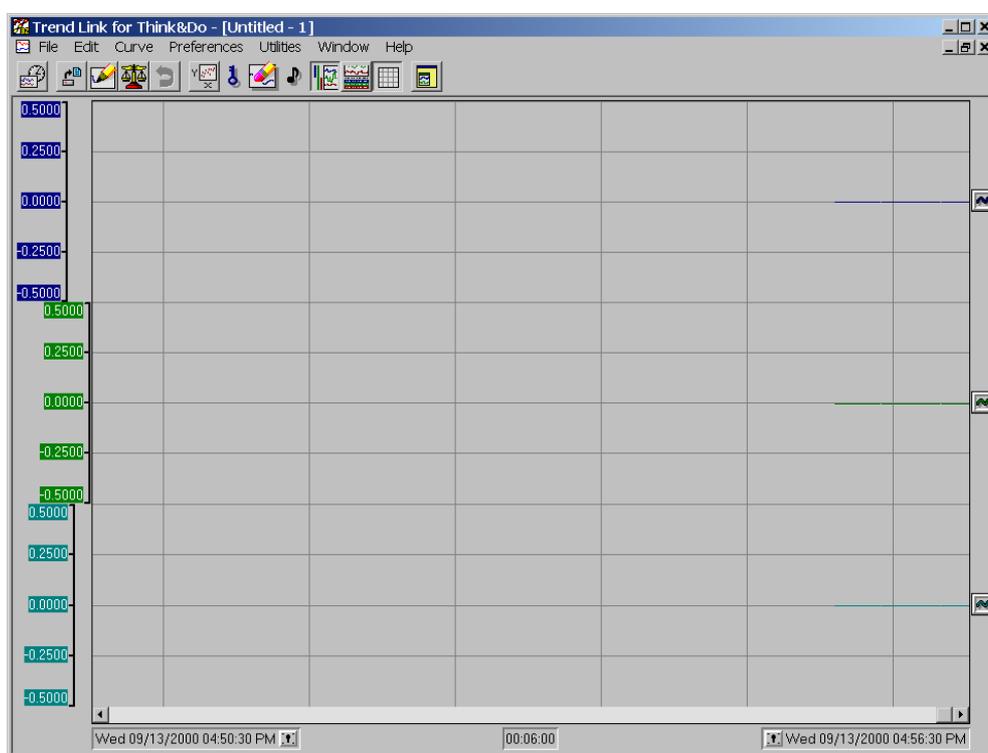


Рисунок 31 – Регистрация данных хода процесса и построение графика

$$K=245 \times L \times Q \times \mu / \Delta P \times F, \text{ мД} \quad (27)$$

где: 245 – коэффициент пересчета размерных единиц в одну систему.

Q – объемный расход прокачиваемой жидкости в единице времени, мл/мин;

$\mu$  - вязкость прокачиваемой жидкости, сР;

L – длина образца, см;

F – площадь фильтрации, см<sup>2</sup>;

$\Delta P$  – перепад давления, PSI

## **4 ВЛИЯНИЕ ГАЗООБРАЗУЮЩЕЙ ДОБАВКИ НА ФОРМИРОВАНИЕ ПРОНИЦАЕМОГО ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ-ФИЛЬТРА**

Анализ известных рецептов тампонажных составов показал, что в большинстве случаев увеличение проницаемости формирующегося цементного камня возможно за счет использования газообразующих добавок, разлагающихся с выделением газа. В незатвердевшем тампонажном растворе газ вызывает раздвижку элементов слабой структуры по наиболее слабым местам и выходя из твердеющего тампонажного раствора образует сеть взаимосвязанных каналов, повышая проницаемость формирующегося цементного камня.

Однако воздействие ряда газообразующих добавок не способствует формированию пористости в результате преждевременного выделения газа или вследствие действия перепада давления образуется замкнутая пористость.

### **4.1 Результаты исследований влияния газообразующей добавки на свойства без добавочного тампонажного раствора**

Ранее было показано, что большинство работ по созданию проницаемого цементного камня-фильтра для предотвращения выноса песка из слабосцементированных коллекторов основывались на введении пористых наполнителей, легкорастворимых солей, газообразующих добавок и т.д. Испытания проводились при атмосферном давлении и комнатной температуре. Представляет интерес оценить возможности формирования проницаемой структуры этих составов в скважинных условиях.

Для исследования формирования проницаемости с различными газообразующими добавками были испытаны: алюминиевая пудра, алюминиевый порошок и карбонат аммония.

Алюминиевая крупка (АКП) ТУ 48-5-38-78 порошок серого цвета из игольчатых частиц ( $L/d \sim 3$ ) и размером до 0,5 мм в поперечнике. Насыщенная плотность – 1300 кг/м<sup>3</sup>.

Алюминиевая пудра ГОСТ 5494-71.

Карбонат аммония  $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$  ТУ 3769-78

Для проведения экспериментов использовался портландцемент тампонажный ПЦТ I-50 ГОСТ 1581-96.

Сравнительная характеристика тампонажных составов и камня с использованием выше предлагаемых газообразующих добавок представлена в таблице 21.

Таблица 21

Результаты сравнительных испытаний влияния газообразующих добавок на физико-механические свойства тампонажного раствора и цементного камня

№	Состав смеси, мас. %				Условия твердения		Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Прочность на изгиб (2 суток), МПа	Проницаемость, мД
	ПЦТ I-50	Al пудра	Al крупка	(NH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Т, °С	Р, МПа			
1	100	-	-	-	20	0,1	1860	5,9	0,005
2	100				20	15	1860	5,9	0,002
3	100	-	-	-	60	15	1860	6,2	0,0012
4	92	8	-	-	20	0,1	1350	0,6	95
5	92	8	-	-	60	15	1350	1,0	0,05
6	92	-	8	-	20	0,1	1620	1,7	470
7	92	-	8	-	60	15	1620	2,8	0,003
8	90	-	-	10	20	0,1	1810	0,7	0,8
9	90	-	-	10	20	15	1810	0,8	0,77
10*	90	-	-	10	20	0,1	1810	0,7	1,0
11	90	-	-	10	60	0,1	1810	1,6	1,2
12*	90	-	-	10	60	0,1	1810	1,6	1,51
13	90	-	-	10	60	15	1810	1,8	1,15
14*	90	-	-	10	60	15	1810	1,8	1,42

\*Примечание испытания на проницаемость проводились при температуре 60°С

Их анализ позволяет сделать следующие выводы:

- газообразующие добавки на основе алюминия обеспечивают высокую проницаемость цементного камня лишь при нормальных условиях;
- процесс их приготовления характеризуется интенсивным газообразованием;
- применение карбоната аммония в качестве газообразующей добавки позволяет получить проницаемый цементный камень, как при нормальных условиях твердения, так и при повышенной температуре и давлении (рисунок 32).

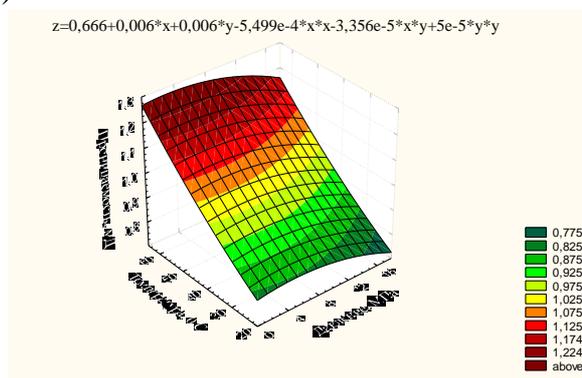


Рисунок 32 – Зависимость проницаемости цементного камня с добавкой карбоната аммония (10 %) от температуры и давления

- повышенная проницаемость цементного камня (0,8 мД) по сравнению с чистым цементом (0,005 мД), при нормальной температуре окружающей среды, объясняется началом протекания реакции разложения карбоната аммония уже в начале приготовления раствора из-за повышения температуры цемента при его гидратации (35 °С). Об этом свидетельствует и наличие запаха аммиака в процессе перемешивания тампонажного раствора.

- увеличение проницаемости цементного камня сформированного при повышенной температуре и давлении, при фильтрации керосина через цементный камень объясняется разложением гидрокарбоната кальция образовавшегося при взаимодействии углекислого газа со свободной известью получившейся в процессе гидратации цемента.

В таблице 22 представлены результаты исследований по изучению влияния различной концентрации карбоната аммония на свойства тампонажного раствора и формирующегося камня, а на рисунках 33, 34 результаты математико-статистического анализа.

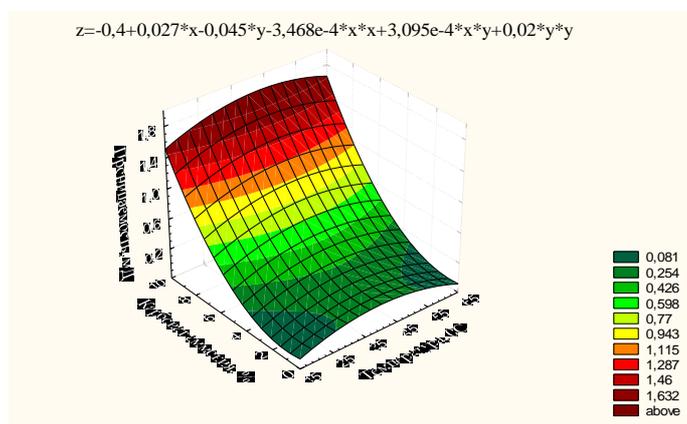


Рисунок 33 – Зависимость проницаемости образцов цементного камня двухсуточного твердения от концентрации карбоната аммония и температуры твердения

Полученные результаты можно объяснить следующим образом.

При введении карбоната аммония в тампонажный раствор в небольшом количестве происходит его разложение, сопровождающееся связыванием гидроксида кальция с двуокисью углерода с образованием кальцита:



Раствор теряет свою подвижность.

Результаты испытаний влияния карбоната аммония на физико-механические свойства тампонажного раствора и камня

№	Содержание			D, см	P, кг/м <sup>3</sup>	Возраст образцов при испытании, сут	Температура твердения, °С	Сроки схватывания, мин		Предел прочности, МПа		Проницаемость, м/д	
	ЩЩТ-50, %	В/Ц	Карбонат аммония, %					начало	конец	сжатие	изгиб	25°С	60°С
1	100					2	20	520	630	14	4,8	0,005	0,005
2	100	0,5	0	23	1860	8				22	7,2	0,0010	0,0010
3	100					2	60	460	580	16	5,3	0,0012	0,0012
4	100					8				23	8,1	0,0005	0,0005
5	95					2	20	440	600	4	0,9	0,22	0,32
6	95	0,5	5	15	1830	8				6,2	3,1	0,07	0,075
7	95					2	60	410	530	4,7	1,5	0,26	0,35
8	95					8				6,7	2,1	0,1	0,12
9	90					2	20	470	670	3,2	0,7	0,8	1,6
10	90					8				5,7	2,2	0,55	0,62
11	90	0,5	10	18	1810	2	60	425	550	4,3	1,6	1,2	1,6
12	90					8				6,0	2,5	0,7	1,0
13*	90					2	60	180	300	5,5	1,8	0,8	1,42
14*	90					8				5,5	1,8	0,8	1,2
15	85	0,5	15	23	1800					Раствор расслоился и не схватился			

\* Твердение образца при давлении 15 МПа

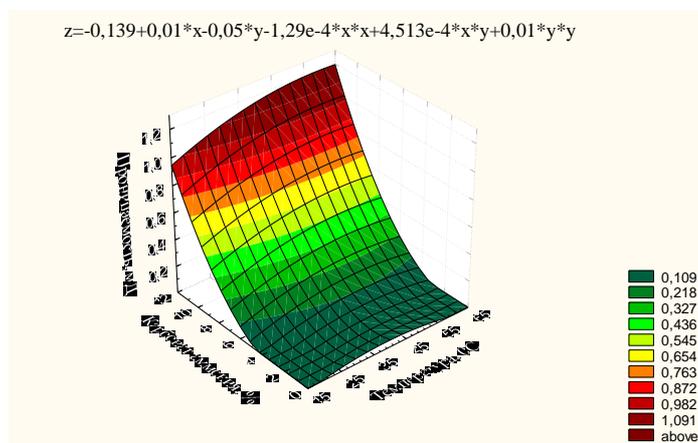


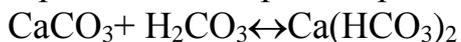
Рисунок 34 – Зависимость проницаемости образцов цементного камня восьмисуточного твердения от концентрации карбоната аммония и температуры твердения

Увеличение концентрации карбоната аммония в тампонажном растворе позволяет получать подвижный раствор и в последствии камень с хорошими физико-механическими свойствами. Это обусловлено образованием в растворе растворимого гидрокарбоната кальция, образовавшегося в результате взаимодействия кальцита и угольной кислоты. Действительно, уголекислый газ легко растворяется в воде приблизительно 1:1 по объему (при 0 °С его растворимость составляет 171 мл в 100 мл воды, при 20 °С – 87,8 мл, при 60 °С – 36 мл), с образованием слабой угольной кислоты диссоциирующей на ионы  $H^+$  и  $HCO_3^-$ . В водном растворе уголекислого газа имеет место - следующее равновесие:



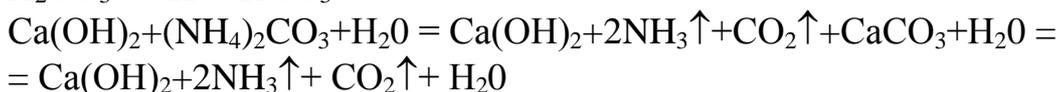
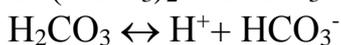
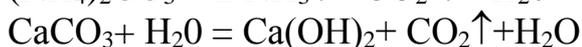
При нагревании  $CO_2$  улетучивается и равновесие смещается влево. При увеличении щелочности раствора происходит связывание ионов водорода и равновесие смещается вправо.

При определенной концентрации карбоната аммония в системе наступает равновесное состояние, когда в растворе присутствует необходимое количество «равновесной» неагрессивной угольной кислоты предотвращающей обратное разложение гидрокарбоната кальция:



Повышенное содержание карбоната аммония приводит к коагуляции раствора (расслоению).

Повышение температуры окружающей среды (60-75 °С) интенсифицирует изложенные выше явления, а именно:



Их анализ показывает:

- при введении карбоната аммония в количестве 5 % проницаемость сформированных образцов в двух и восьми суточном возрасте при нормальной температуре окружающей среды (20 °С) значительно повышает проницаемость камня в случае его отсутствия.

- повышение содержания карбоната аммония до 10 % увеличивает проницаемость цементного камня соответственно в 2-4 раза. При этом следует отметить, что с возрастом образцов проницаемость несколько снижается. При содержании карбоната аммония более 15 % наблюдается расслоение раствора, раствор не схватывается.

- аналогичный характер изменения проницаемости соответствует и для образцов, твердевших при температуре окружающей среды 60 °С. Их проницаемость несколько увеличивается по сравнению с образцами, твердевшими при нормальной температуре, но это увеличение незначительно. Особенно это касается при 10 %-ом содержании вводимой добавки. Возраст образцов также не оказывает заметного влияния. По-видимому, формирование структуры камня происходит в ранние сроки твердения.

- увеличение проницаемости цементного камня с добавкой карбоната аммония происходит и при фильтрации дизтоплива при температуре 60 °С. Это связано с разложением карбоната аммония и гидрокарбоната кальция не подвергшемуся разложению при формировании камня при нормальной и повышенной температуре, причем в первом случае оно значительно.

- увеличение концентрации карбоната аммония в тампонажном растворе приводит к увеличению сроков схватывания и понижению прочности, образующегося цементного камня (рисунок 35). При формировании цементного камня при повышенной температуре сроки схватывания сокращаются, прочность цементного камня увеличивается прочность образующегося цементного камня выше несмотря на увеличение его проницаемости.

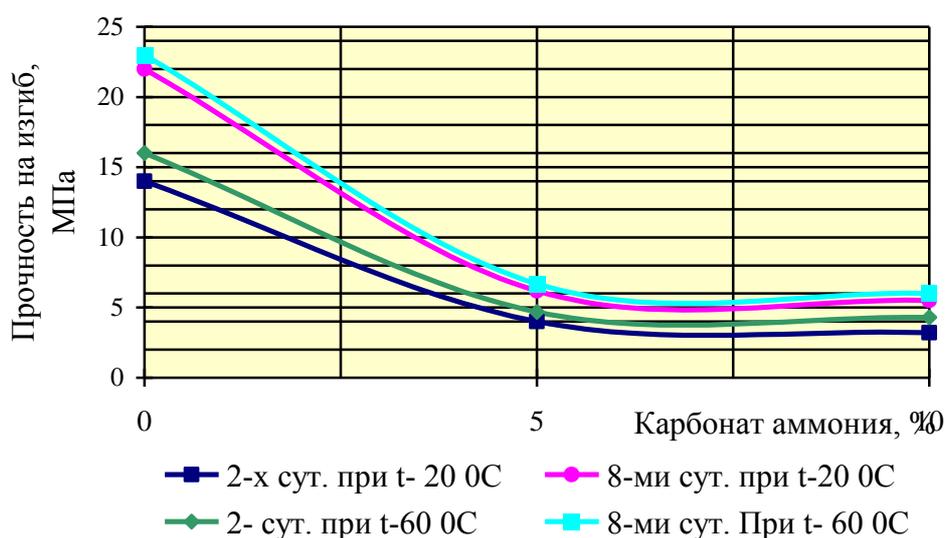


Рисунок 35 – Зависимость прочности цементного камня от концентрации карбоната аммония

- прочность цементного камня при повышении концентрации карбоната аммония несколько снижается. При повышении температуры прочность цементного камня увеличивается.

Таким образом, результаты проведенных экспериментов показывают эффективность применения карбоната аммония в качестве газообразующей добавки обеспечивающей формирование проницаемой структуры цементного камня.

#### **4.2 Исследование влияния пропанта и керамзита на проницаемость цементного камня**

Для увеличения проницаемости цементного камня, как показано во второй главе, многими исследователями предлагается введение в состав тампонажного раствора крупнодисперсных наполнителей (песок для гидроразрыва, керамзитовый песок) или пористых наполнителей, предварительно пропитанных нефтью (дарнитовая крошка, вспученный вермикулит, поролоновая крошка, пемза).

Исходя из этого проведена серия экспериментов по изучению влияния пропанта и керамзитового песка на формирование проницаемости тампонажного раствора с добавкой карбоната аммония.

В таблице 23 представлены результаты испытаний влияния пропанта на формирование проницаемой структуры в цементном камне с добавкой карбоната аммония.

Из таблицы видно, что наиболее оптимальными составами по физико-механическим свойствам раствора и камня имеющим большую проницаемость являются (6, 7, 10, 14). Добавление к этим составам карбоната аммония в количестве 10% от веса сухой смеси не позволило увеличить проницаемость цементного камня. Кроме того, испытанные тампонажные растворы с добавкой пропанта имеют высокую плотность, что неприемлемо для сеноманских пластов.

Для условий сеномана необходимо применение более легких тампонажных растворов. Для этого проведены эксперименты по изучению влияния керамзитового песка крупной фракции 5 мм на проницаемость тампонажного раствора и камня (таблица 24).

Результаты эксперимента показывают, что при введении в тампонажный раствор, содержащий керамзит и песок, карбоната аммония в количестве 2,5 % от сухой смеси происходит резкое загустевание раствора еще в процессе перемешивания. При увеличении концентрации до 7,5 % от сухой смеси раствор коагулирует, тяжелые фракции песка и керамзита осаждаются, замерить его основные физико-механические параметры невозможно. Оптимальная концентрация карбоната аммония составляет 5 %

от веса сухой смеси, что согласуется с выше представленными результатами экспериментов по изучению влияния карбоната аммония на чистый цемент. В данном случае концентрация карбоната аммония к чистому цементу составляет также 10 %.

Наибольшую проницаемость имеет раствор с добавкой нефти. При фильтрации через образец керосина он вытесняет нефть из пор образованных в цементе в результате разложения карбоната аммония и проницаемость цементного образца увеличивается.

Однако тампонажные смеси с добавкой керамзита (5 мм) и песка седиментационно неустойчивы, имеют высокое водоотделение, приготовление их и транспортировка на забой будут сопряжены с трудностями прокачивания и получения однородного состава на забое, что может вызвать аварийную ситуацию.

Таблица 23

Результаты испытаний по влиянию пропанга на физико-механические свойства тампонажного раствора и камня

№	Содержание			D, см	P, кг/м <sup>3</sup>	Водо-сеевое отношение	Сроки схватывания, мин		Возраст образцов при испытании	T, °C	Предел прочности на, МПа (2-х сут)			Проницаемость, мД	Примечание	
	ПЦТ-50, г	Пропанг, г	Вода, мл				К.А., г	нач.			кон.	Сжатие	Бетон-8			Изгиб МИИ-100
1	600	0	300	23	1860	0,5	520	630	2	25	14,0	5,9	3,3	0,005		
2	400	400	400	25	1950	0,5	480	900	2 5	25	7,6 13,2	3,2 5,9	1,9 9,3	0,02	Расслоился	
3	400	400	300	25	1990	0,38	560	675	2	25	6,8	3,8	2,4	-	Седиментационно неустойчив	
4	400	400	200	16	2250	0,25	290	330	2	25	12,4	9,0	3,8	0,018		
5	400	400	250	25	2100	0,3	495	680	2	25	16,0	9,8	4,9	-	Расслоился	
6	400	300	250	21	2050	0,36	430	690	2	25	8,8	5,8	3,4	0,16	Расслоился	
7	400	300	200	18	2200	0,29	315	395	2	25	14,8	8,3	5,3	0,14		
8	400	300	150	70	Не течет											
9	400	200	300	60	Не течет											
10	400	200	250	60	25	1970	0,42	555	635	2	25	9,2	5,6	3,1	0,12	
11	400	200	200	60	23	2070	0,33	430	575	2	25	9,6	4,0	2,5	0,09	
12	400	200	150	60	Не течет											
13	450	150	300	60	18	1890	0,5	360	480	2 5	25	13,6 26,8	6,2 14,1	4,1 9,3	0,11	
14	400	100	250	50	25	1820	0,5	535	685	2	25	14,8	6,5	4,1	0,4	
15	400	100	200	50	14	2160	0,4	200	325	2	25	15,1	4,8	3,9	0,2	
16	400	100	150	50	Не течет.											

Таблица 24  
 Результаты испытаний по влиянию карбоната аммония на тампонажный раствор с добавкой песка и керамзита (фракция 5мм)

1	Содержание сухой смеси, %		Карбонат аммония от веса сухой смеси, %	Нефть . мл	В/С	D, см	P, кг/м <sup>3</sup>	Сроки схватывания, мин		Возраст образцов при испытаниях, сут	Температура твердения, °С	Предел прочности на сжатие МПа	Проницаемость, мД при t, °С	
	ПЩТ-50	Песок						Керамзит	нач				кон	20
1	50	50	-	2,5	0,5	17	1850	770	985	2	25	4,2	0,4	0,5
2	50	50	-	5	0,5	17	1850	770	985	2	25	4,2	0,4	0,5
3	50	50	-	7,5	0,5									
4	40	40	20	2,5	0,5									
5	40	40	20	5	0,5									
6	40	40	20	7,5	-									
7	40	40	20	4	0,4	18	1750	670	1530	2	25	3,1	8	11
8	40	40	20	4	0,4	18	1750	670	1530	2	60	4,3	7,5	9,0
9	40	40	20	4	0,5	18	1730	725	930	2	25	2,3	13,5	23
10	40	40	20	4	0,5	18	1730	725	930	2	60	3,2	10,5	15,4
11	75	-	25	2,5	-									
12	75	-	25	5	0,5	18	1700	155	370	2	25	6,3	3,2	5,0
13	75	-	25	5	0,5	18	1700	155	370	2	60	5,04	3,2	5,2
12	75	-	25	7,5	-									

### 4.3 Исследование влияния керамзита на формирование проницаемого цементного камня

Для получения однородной тампонажной смеси с повышенной проницаемостью был испытан керамзит молотый фракция 0,63.

Химический состав, %

SiO <sub>2</sub> -55-56	CaO - 1.5-2.9
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 20-23	MgO – 1.6-2.4
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 5.7-8.0	Na <sub>2</sub> O - 0.1-0.2
K <sub>2</sub> O – 3.0-4.0	

Минералогический состав, %

Стеклофаза 70-75    Кварц 10-15    Гематит 4-5

Муллит 10-15

Прочие 3-5

Насыпной вес 0,8 г/см<sup>3</sup>

Удельная поверхность 5500-6000 см<sup>2</sup>/г

Водопоглощение 15-20 %

Влажность 0,5-1,0 %

Характерна высокая микропористость.

В целях выявления характера зависимости величины проницаемости от концентрации в тампонажном цементе основных компонентов: портландцемента, песка и керамзита при проведении исследований был использован дисперсионный анализ и план экспериментов для смесей. Результаты экспериментов представляются графически в виде тернарных графиков.

В качестве входных параметров принято:  $X_1$  – содержание песка (%),  $X_2$  – содержание керамзита (%),  $X_3$  – содержание ПЦТ(%).

Выходной параметр  $Y_1$  – проницаемость цементного камня, мД

$Y_2$  – прочность цементного камня, МПа

Общим способом, с помощью которого могут быть представлены пропорции в смеси, являются треугольные диаграммы.

В таблице 25 представлена матрица планирования эксперимента.

Если нанести эти данные на график в виде обычной трехмерной диаграммы рассеяния, станет очевидно, что точки образуют треугольник в трехмерном пространстве. Точки внутри треугольника, где сумма компонент равна 100, представляют смеси.

Вершина треугольника, соответствующая конкретному фактору представляет смесь, состоящую только из одной компоненты. Для таких составов, проницаемость принималась равной 0, т.е. проницаемости кристалла. На стороне, противоположной соответствующей вершине, значение данной компоненты равно нулю, а для других компонент 50 %.

Таблица 25

Матрица планирования эксперимента по определению влияния состава тампонажной смеси (песок: керамзит: ПЦТ)

№	X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>3</sub>	Y <sub>1</sub>	Y <sub>2</sub>
1	0	0	100	0	0
2	0	100	0	0	0
3	100	0	0	0	0
4	35	65	0	0	0
5	35	0	65	0,8	15,5
6	0	35	65	0,1	13,0
7	65	35	0	0	0
8	65	0	35	1,0	6,4
9	0	65	35	2,8	5,0
10	33	33	33	3,0	4,7
11	30	20	50	1,7	10,2
12	0	50	50	2,5	6,0
13	0	20	80	0,15	11,2
14	0	40	60	0,7	16,8
15	30	30	40	3,0	10,5
16	40	20	40	3,4	9,5
17	20	40	40	4,4	7,3
18	20	20	60	0,3	13,6
19	10	10	80	0,1	11,2
20	10	30	60	0,2	13,8

Четвертое измерение в этом графике представлено на графике значением зависимой переменной или функцией (поверхностью) для каждой точки внутри треугольника, т.е. значениями проницаемости камня на основе трехкомпонентной смеси.

В таблице 26 представлены физико-механические свойства тампонажного раствора и камня с добавкой керамзита и песка. Результаты дисперсионного анализа представлены на рисунках 36, 37.

Их анализ показывает, что максимальное значение проницаемости достигается в составах с содержанием портландцемента порядка 40 - 60 %.

Таблица 26

Результаты испытаний по влиянию тампонажной смеси песка и керамзита (фракция 0,63мм) на проницаемость цементного камня (время твердения 2 сут, температура 20 °С)

№	Содержание сухой смеси, %			В/С	D, см	P, кг/м <sup>3</sup>	Сроки схватывания, мин		Предел прочности на сжатие, МПа	Проницаемость, мД при t, 20°С
	Песок	Керамзит	ПЦТ-50				начало	конец		
1	0	0	100	0,5	25	1860	360	420	14,0	0
2	0	100	0	0,5	-	-	-	-	-	0
3	100	0	0	0,5	-	-	-	-	-	0
4	35	65	0	0,4	25	-	-	-	-	0
5	35	0	65	0,5	25	1880	425	485	15,5	0,8
6	0	35	65	0,4	25	1870	280	360	13,0	0,1
7	65	35	0	-	-	-	-	-	-	0
8	65	0	35	0,5	25	1950	500	575	6,4	1,0
9	0	65	35	0,5	25	1800	515	580	5,0	2,8
10	33	33	34	0,5	25	1850	500	545	105	3,0
11	30	20	50	0,4	25	1730	390	480	10,2	1,7
12	0	50	50	0,5	25	1730	385	465	6,0	2,5
13	20	0	80	0,5	25	1800	425	485	11,2	0,15
14	0	40	60	0,4	17	1890	280	360	16,8	0,7
15	30	30	40	0,5	25	1710	495	605	5,6	3,0
16	40	20	40	0,5	22	1700	500	560	9,5	3,4
17	20	40	40	0,5	20	1680	510	585	7,3	4,4
18	20	20	60	0,4	22	1870	300	420	13,6	0,3
19	10	10	80	0,4	25	1840	360	540	11,2	0,1

$$v = -0,151 * x + 0,319 * y - 1,202 * z + 1,576 * x * y + 8,078 * x * z + 8,205 * y * z$$

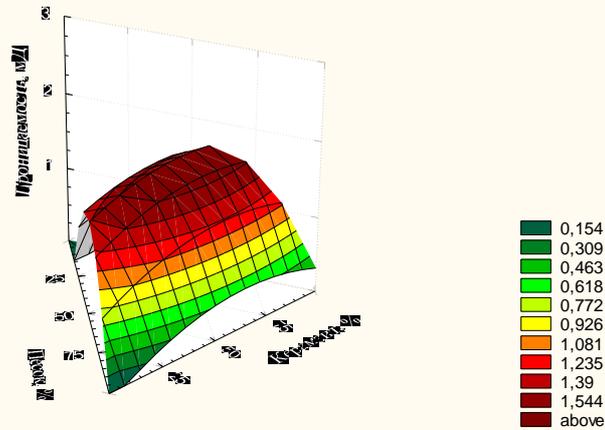


Рисунок 36 – Зависимость проницаемости образцов цементного камня от содержания песка и керамзита

$$v = -0,743 * x - 1,453 * y + 5,381 * z - 0,188 * x * y + 35,57 * x * z + 34,95 * y * z$$

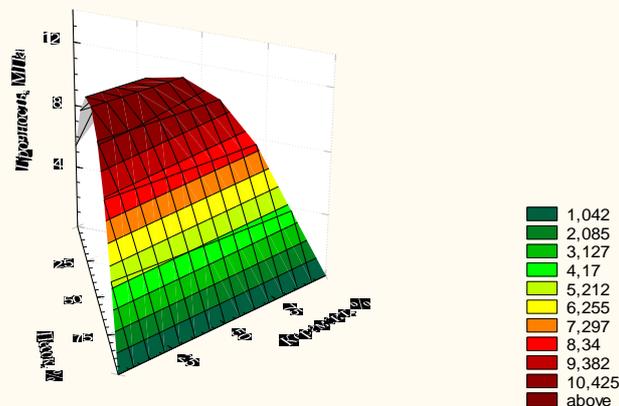


Рисунок 37 – Зависимость прочности цементного камня от содержания песка и керамзита

При введении в тампонажный раствор наполнителей свыше 40 % резко снижается седиментационная устойчивость тампонажного раствора.

При содержании ПЦТ от 40% и менее наблюдается значительное увеличение проницаемости цементного камня, но физико-механические свойства тампонажной смеси и камня ухудшаются. Увеличиваются сроки схватывания и снижается прочность цементного камня.

Таким образом, результаты проведенных экспериментов показали, что использование в составе тампонажной смеси крупнодисперсных и пористых наполнителей позволяет значительно повысить проницаемость цементного камня.

#### 4.4 Исследование влияния карбоната аммония на тампонажную смесь (керамзит, песок, ПЦТ)

Из проведенных выше результатов исследований выбраны наиболее оптимальные составы тампонажных смесей с добавками песка и керамзита исходя из условия обеспечения требуемых физико-механических свойств раствора и цементного камня.

Для увеличения проницаемости в состав жидкости затворения предложено ввести незначительное количество нефти.

Матрица планирования эксперимента представлена в таблице 27, где

$X_1$  – ПЦТ, %

$X_2$  – песок, %

$X_3$  – керамзит, %

$X_4$  – карбонат аммония, %

$Y_1$  - проницаемость при температуре 20 °С

$Y_2$  - проницаемость при температуре 60 °С

$Y_3$  - прочность цементного камня, МПа

Физико-механические свойства тампонажной смеси и цементного камня состава (ПЦТ : песок : керамзит, карбонат аммония и нефть) представлены в таблице 28. Результаты дисперсионного анализа представлены на рисунках 38, 39, 40.

Таблица 27

Матрица планирования эксперимента по определению влияния содержания карбоната аммония на проницаемость цементного камня состава ПЦТ: песок: керамзит

$X_1$	$X_2$	$X_3$	$X_4$	$Y_1$	$Y_2$	$Y_3$
40	20	40	2	7,0	12,6	1,7
40	20	40	4	7,7	13,3	1,56
40	20	40	6	8,2	19,9	1,45
20	40	40	2	35,2	40,0	1,2
20	40	40	4	37,0	49,1	1,15
20	40	40	6	47,3	70,0	1,05
40	40	20	2	9,3	12,6	2,0
40	40	20	4	9,9	20,8	1,75
40	40	20	6	27,0	39,1	1,6

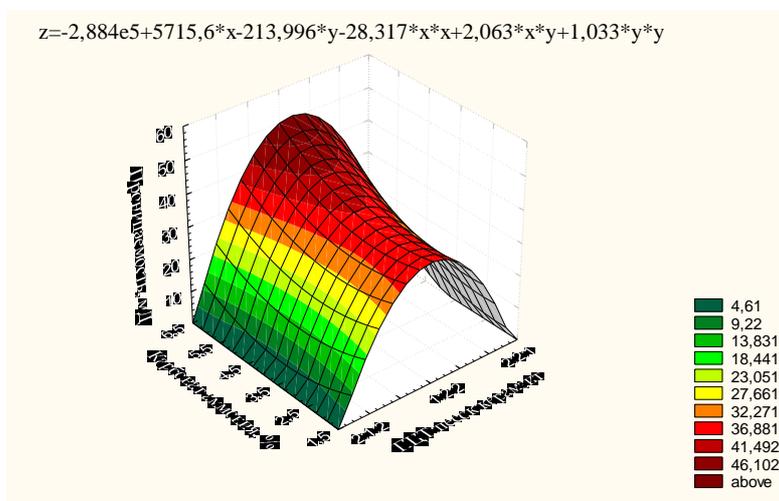


Рисунок 38 – Зависимость проницаемости цементного камня от состава тампонажной смеси и содержания карбоната аммония при температуре 20 °С

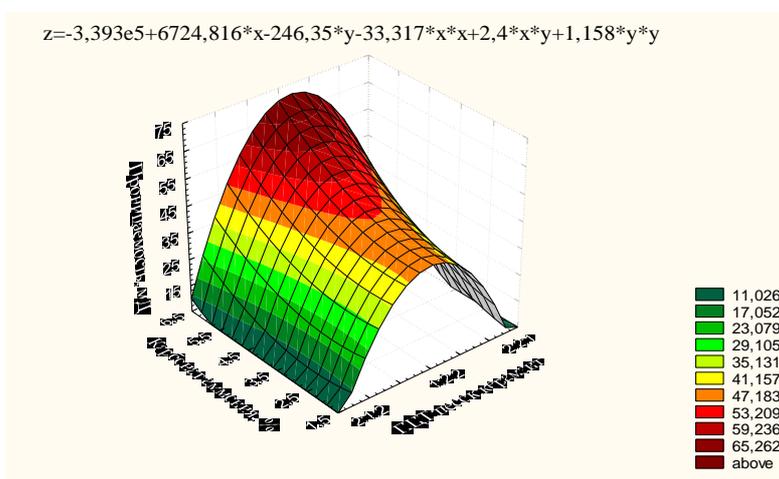


Рисунок 39 – Зависимость проницаемости цементного камня от состава тампонажной смеси и содержания карбоната аммония при температуре 60 °С

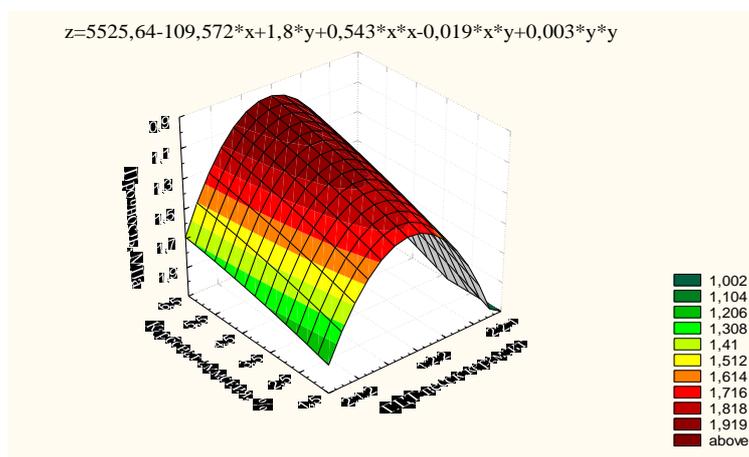


Рисунок 40 – Зависимость прочности цементного камня от состава тампонажной смеси и содержания карбоната аммония

Результаты влияния карбоната аммония и нефти на проницаемость цементного камня (ЩТ, песок, керамзит)

№	Состав смеси, %			К.А.	Нефть	В/Ц	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Д, см	Сроки схватывания, мин		Прочность, МПа	Проницаемость, мД	
	ЩТ	Песок	Керамзит						Нач.	Кон.		20 <sup>0</sup> С	60 <sup>0</sup> С
1	40	20	40	2	1,6	0,6	1630	20	900	1200	1,7	7,0	12,6
2	40	20	40	4	1,6	0,75	1520	20	1080	1500	1,5	7,7	13,3
3	40	20	40	6	1,6	0,66	1580	17	1120	1560	1,45	8,2	19,9
4	40	20	40	8	1,6	0,75	1520	15	Не течет				
5	40	20	40	10	1,6	0,75	1520	15					
6	20	40	40	2	1,6	0,5	1650	18	1200	1590	1,2	35,2	40,8
7	20	40	40	4	1,6	0,75	1430	15	885	1420	1,15	37,0	49,1
8	20	40	40	6	1,6	0,8	1470	16	900	1505	1,05	47,3	69,7
9	20	40	40	8	1,6	0,8	Раствор загустел при перемешивании						
10	20	40	40	10	1,6	0,8							
11	40	40	20	2	1,6	0,6	1600	20	840	1440	2,0	9,3	12,0
12	40	40	20	4	1,6	0,75	1550	19	1140	1260	1,7	9,9	20,8
13	40	40	20	6	1,6	0,8	1570	17	2400	2880	1,6	27,0	39,1
14	40	40	20	8	1,6	0,8	1570	16	Раствор не схватился				
15	40	40	20	10	1,6	0,8	1570	16					

Анализ проведенных экспериментов показывает, что введение карбоната аммония и нефти в состав тампонажной смеси позволяет получить тампонажный камень с максимальной проницаемостью 70 мД при соотношении ПЦТ:песок:керамзит - 20:40:40 на ранних стадиях твердения. Прочность цементного камня при этом составляет 1 МПа, это объясняется увеличением срока схватывания 24 часа. Увеличение сроков схватывания объясняется действием карбоната аммония как замедлителя [99], а также повышенным водосодержанием тампонажного раствора. После испытаний при температуре фильтрации 60<sup>0</sup>С, и перепаде давления 2,5 МПа образец цементного камня не разрушался.

Таким образом, проведенные исследования позволяют рекомендовать использование в качестве цементного камня-фильтра тампонажную смесь следующего состава ПЦТ- 20 %, песок – 40%, керамзит (0,63 мм) – 40 %, карбонат аммония - 6 %, нефть 1,6% от смеси В/Ц 0,75-0,8.

#### 4.5 Исследование процесса тепловыделения при разрушении кислоторастворимых заглушек

Целью исследований является выбор необходимого количества магниевых заглушек и концентрации соляной кислоты для создания на забое температуры 50-60<sup>0</sup> С необходимой для разрушения карбоната аммония в цементном камне-фильтре.

Расчетные допустимые диаметры заглушек из сплавов магния для фильтров обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм представлены в таблице 29 [36].

Таблица 29

Расчетные допустимые диаметры заглушек для фильтров обсадных колонн диаметром 146, 168 мм (Ишкаев Р.К.)

№/№	Марка магниевых сплавов	Дк=146 мм d <sub>загл</sub> , мм	Дк=168 мм d <sub>загл</sub> , мм
1	МЛ2	16	25
2	МЛ3	36	44
3	МЛ4	50	62
4	МЛ5	52	65
5	МЛ14 (ВМ-65)	70	87

Как видно из данной таблицы высокая прочность магниевых сплавов обеспечивает выполнение отверстий на фильтре диаметром до 70 мм. Однако при этом заглушка образует в полости фильтра сегментное сече-

ние высотой 10 мм, что потребует дополнительной обработки ее после сборки фильтра. Оптимальным считается диаметр отверстий в пределах 16-40 мм из сплавов МЛ2, МЛ3. При выполнении отверстий с диаметром до 40 мм высота сегментного сечения составит всего до 3 мм, что не потребует дополнительной обработки заглушек в фильтре.

Как известно, в бурении применяется техническая соляная кислота 23-27% концентрации. Исходя из этого, среднее время разгерметизации заглушек с достаточной для практики точностью составит около 2 часов, что подтверждено опытными работами Ишкаева Р.К. (таблица 30).

Лабораторные исследования проводились на заглушках (высота головки 10 мм, диаметр 20 мм, высота резьбовой части 10 мм), изготовленных из магниевого сплава МЛ2, следующим образом: заглушки заворачивались в отверстия фильтра с уплотнительной лентой ФУМ и опрессовывались водой под давлением 25МПа в течении 5 минут. Далее воздействовали соляной кислотой определенной концентрации. По появлению кислоты через заглушки наружу определялось время, необходимое для разгерметизации фильтра.

Таблица 30

Время разгерметизации магневых заглушек под действием соляной кислоты (Ишкаев Р.К.)

№/№	Концентрация соляной кислоты, %	Температура окружающей среды, °С	Количество опытов	Усредненное время разгерметизации, час-мин
1	15	21	2	2-45
2	20	18	2	1-55
3	24,8	22	3	1-40
4	26	20	3	1-40

На первом этапе проводились установочные эксперименты для определения зависимости скорости протекания реакции и тепловыделения (максимальная конечная температура в результате реакции) от температуры окружающей среды (начальная температура) и количества магния.

Для этого образцы магниевого сплава помещались в колбочки с соляной кислотой нагретой до температуры, соответствующей пластовой. Колбочки устанавливали в водяную баню для поддержания температуры. Время протекания реакции определялось по секундомеру.

Начальная температура протекания реакции составляла 30-40 °С, что соответствует температуре на забое.

В таблице 31 и рисунках 41-42 представлены результаты проведенных экспериментов.

Таблица 31

Результаты экспериментов по определению влияния начальной температуры и количества магния на продолжительность тепловыделения и конечную температуру

Соляная кислота			Магний, г	Начальная температура, °С	Температура (°С) протекания реакции, за мин.										Время протекания реакции, мин
V, мл	C, %	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>			1	3	6	9	12	15	20	30	40		
100	27	1140	0,25	30	36	42	35	30	30	30	30	30	30	30	8
100	27	1140	0,5	30	42	46	44	36	30	30	30	30	30	30	10
100	27	1140	0,9	30	50	55	50	46	40	35	30	30	30	30	12
100	27	1140	1,5	30	60	63	50	42	40	38	36	32	30	30	15
100	27	1140	0,5	40	58	55	44	40	40	40	40	40	40	40	8
100	27	1140	0,9	40	64	55	51	43	43	40	40	40	40	40	12
100	27	1140	1,5	40	70	65	52	50	46	42	40	40	40	40	17

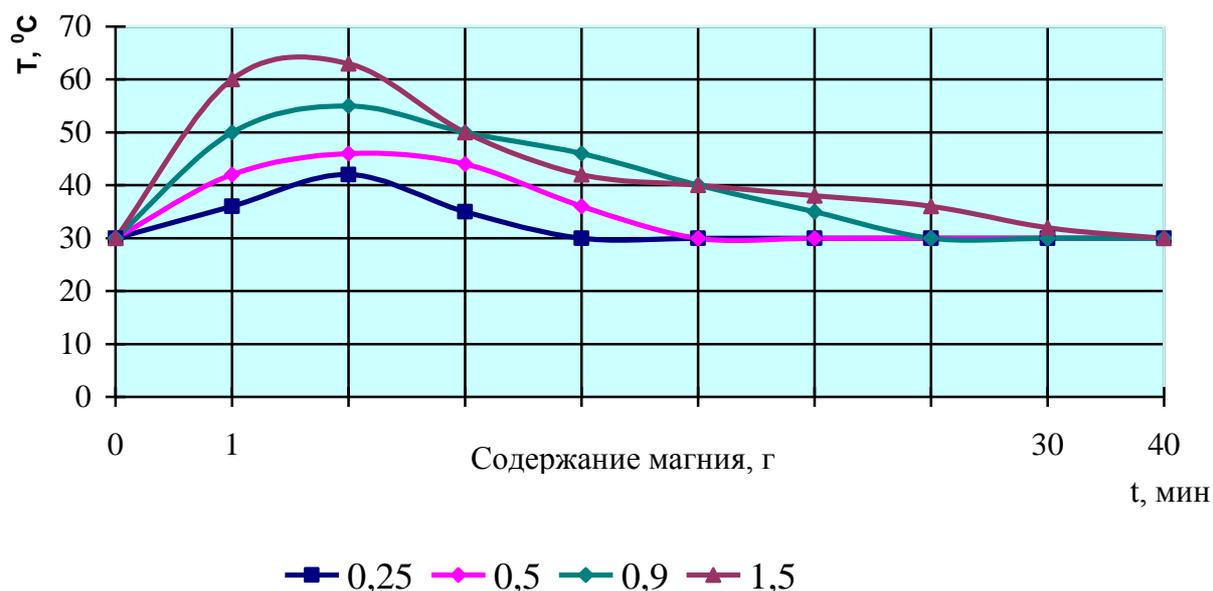


Рисунок 41 – Зависимость конечной температуры от времени тепловыделения и содержания магния в растворе 27 %-ной (100 мл) соляной кислоты при температуре окружающей среды 30°C

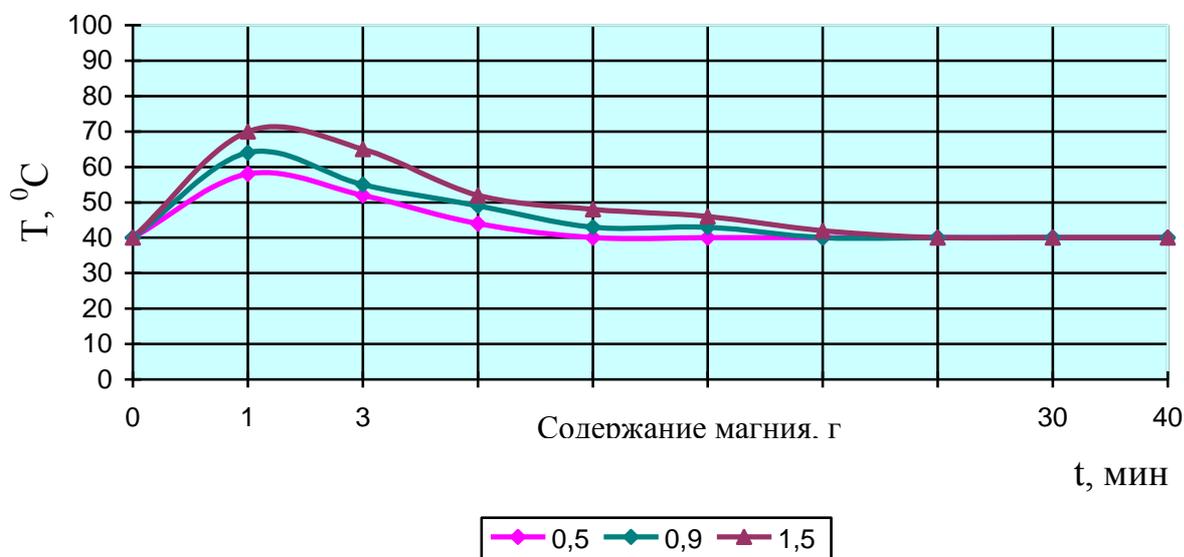


Рисунок 42 – Зависимость конечной температуры от времени тепловыделения и содержания магния в растворе 27 %-ной (100 мл) соляной кислоты при температуре окружающей среды 40<sup>0</sup>С

Исходя из результатов эксперимента, можно сделать вывод, что максимальное увеличение температуры происходит с увеличением количества магния (в эксперименте до 1,5 г) в первые минуты реакции.

Проведение экспериментов по определению времени протекания реакции и температуры на забое проводилось на установке, позволяющей создать условия, приближенные к пластовым (Т - 30-40 °С, Р - 10 МПа). Объем установки 350 мл.

Исходя из экспериментов, для обеспечения температуры реакции 60<sup>0</sup>С выбрано начальное содержание магния в растворе кислоты 1,0 г на 100 мл HCl (27 %). Результаты эксперимента представленные в таблице 34 показали, что максимальное увеличение температуры T<sub>max</sub> 57 °С (T<sub>нач</sub> - 30 °С) и T<sub>max</sub> 63 °С (T<sub>нач</sub> - 40 °С) и происходит также в первые минуты. Затем температура падает до 50 °С, в первом случае и 57 °С во втором продолжительность тепловыделения 90 мин и более. Это объясняется тем, что при повышении давления в результате выделения газа равновесие смещается в сторону продуктов реакции и реакция замедляется.

Таблица 32

Результаты эксперимента по определению влияния концентрации соляной кислоты, количества магния и начальной температуры на изменение конечной температуры и давления

Соляная кислота		Магний, г	Условия проведения испытаний		Время, мин	Температура, °С		Давление, МПа
V, мл	C, %		P, МПа	T <sub>нач</sub> , °С		внутри	снаружи	
350	27	3,5	10	30	0	30	24	10
					0,5	45	24	10

Продолжение таблицы 32

					1	55	26,0	10
					2	57	28,5	10
					4	55	30,1	10,2
					6	50	35,3	10,5
					10	50	38,2	10,8
					20	50	41,2	11,2
					30	50	44,2	12,0
					60	50	50	12,2
					90	50	50	12,6
350	27	3,5	10	40	0	40	24,2	10,0
					0,5	50	24,8	10,0
					1	60	30,3	10,0
					2	65	41,5	10,3
					4	63	42,2	10,3
					6	60	43,7	10,5
					10	57	45,9	10,6
					20	57	48,6	11,1
					30	57	51,0	12,0
					60	57	54,1	13,0
350	27	4,2	10	30	0	30	24,0	10,0
					0,5	50	24,6	10,0
					1	60	30,2	10,2
					2	70	35,3	10,5
					4	68	39,0	10,7
					6	65	41,5	10,8
					10	61	43,3	10,8
					20	60	45,5	11,2
					30	57	48,2	11,6
					60	57	54,5	14,7
350	27	4,2	10	40	0	40	24,0	10,0
					0,5	55	25,1	10,0
					1	65	35,2	10,5
					2	77	41,0	10,7
					4	75	46,5	10,8
					6	70	49,9	11,0
					10	68	53,0	11,2
					20	65	56,5	11,4
					1	2	3	4
					30	63	57,3	12,0
					60	63	58,7	15,0
					90	63	60,7	16,2
350	24	4,2	10	30	0	30	24	10,0
					0,5	50	24,5	10,0
					1	60	34,5	10,2
					2	60	38,4	10,4

					4	62	40,9	10,6
					6	58	43,1	10,9
					10	56	44,8	11,0
					20	55	48,6	11,4
					30	55	50,6	11,9
					60	55	54,0	12,0
					90	55	55,1	12,4
350	24	4,2	10	40	0	40	24,2	24,0
					0,5	55	24,8	24,6
					1	63	25,2	30,2
					2	77	27,0	35,3
					4	70	30,1	39,0
					6	65	31,5	41,5
					10	63	34,3	43,3
					20	60	38,7	45,5
					30	60	42,3	48,2
					60	60	52,5	54,5
					90	60	58,2	56,7

Для увеличения температуры и продолжительности ее воздействия увеличили концентрацию магния до 4,2 мг на 100 мл HCl (27 %). Это позволило повысить температуру до  $T_{\max} - 70^{\circ}\text{C}$  ( $T_{\text{нач}} - 30^{\circ}\text{C}$ ) и  $T_{\max} 76^{\circ}\text{C}$  ( $T_{\text{нач}} - 40^{\circ}\text{C}$ ) и продолжительность сохранения повышенной температуры увеличилась до 20 минут.

Исследовалось также влияние 24 % соляной кислоты на растворимость магния. Результаты показали также эффективность использования кислоты данной концентрации для начальной температуры  $40^{\circ}\text{C}$ .

На рисунке 43 представлена графическая зависимость максимальной температуры и продолжительности времени тепловыделения от концентрации магния и соляной кислоты, а также начальной температуры, соответствующей температуре на забое.

Время воздействия соляной кислоты определяется временем растворения заглушек и необходимым временем для разложения карбоната аммония.

Проведенные эксперименты по определению проницаемости цементного камня на тестере реакции пород 6100 показали, что фильтрация керосина при температуре  $60^{\circ}\text{C}$  приводит к росту проницаемости в течении 60 мин, а сверх этого времени рост проницаемости незначителен. То есть, можно предположить, что разрушение карбоната аммония происходит в первый час воздействия, дальнейшее увеличение проницаемости связано с вытеснением несвязанной воды и нефти, находящихся в порах цементного камня. Поэтому, исходя из этих условий (растворения магния и разложения карбоната аммония) определено время воздействия - 90 минут.

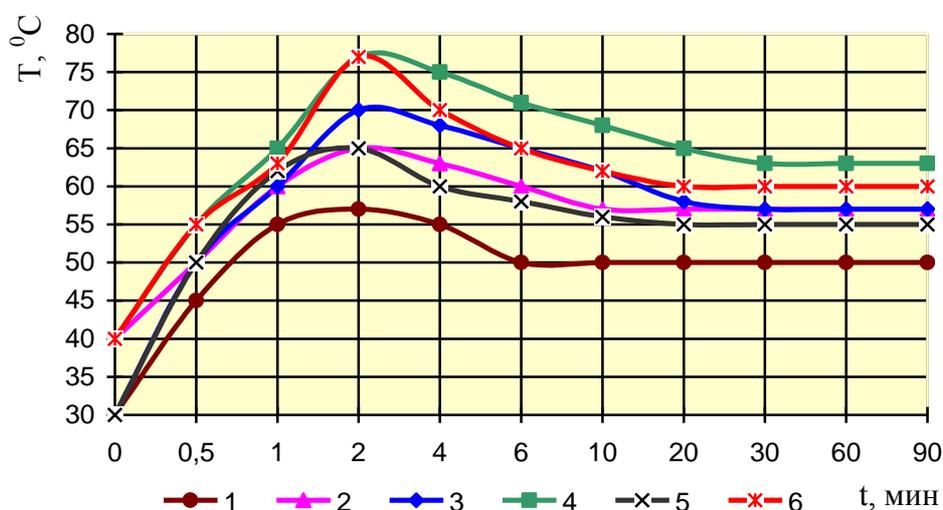


Рисунок 43 – Зависимость продолжительности тепловыделения и максимальной температуры от концентрации магния, соляной кислоты и начальной температуры  
 1 - Mg - 1,0 %, HCl-27 %,  $T_{нач}$  - 30 °С, 2 - Mg - 1,0 %, HCl - 27 %,  $T_{нач}$  - 40 °С  
 3 - Mg - 1,2 %, HCl-27 %,  $T_{нач}$  - 30 °С, 4 - Mg - 1,2 %, HCl - 27 %,  $T_{нач}$  - 40 °С  
 5 - Mg - 1,2 %, HCl-24 %,  $T_{нач}$  - 30 °С, 6 - Mg - 1,2 %, HCl - 24 %,  $T_{нач}$  - 40 °С

Результаты выполненного экспериментов позволили предложить количество заглушек и концентрацию соляной кислоты для фильтра диаметром 168 и 146 мм представленные в таблице 33.

Таким образом, представленные в данной главе результаты экспериментальных испытаний подтверждают выдвинутые ранее теоретические предположения и доказывают возможность создания проницаемого цементного камня-фильтра на забое. Рекомендуемый тампонажный состав: ПЦТ- 20%, песок – 40%, керамзит (0,63 мм) – 40 %, карбонат аммония - 6 %, нефть 1,6% от смеси В/Ц 0,75-0,8 цементного камня. Проницаемостью составит 70 мД.

Таблица 33

Количество заглушек, концентрация соляной кислоты для обеспечения температуры на забое порядка 60 °С

Диаметр фильтра, мм	Количество HCl, на 1 м фильтра, л	Количество магниевых заглушек	Вес магниевой заглушки, г	Концентрация соляной кислоты, %	Температура на забое, °С	Давление, МПа	$T_{кон}$ , °С	Время растворения заглушки, мин
168,3	22,15	20	13	27	30	10	57	90
				27	40	10	63	90
				24	40	10	61	90
146	16,7	20	13	27	30	10	57	90
				27	40	10	63	90
				24	40	10	61	90

## 5 ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ ТАМПОНАЖНЫМ МАТЕРИАЛОМ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМЕНЯ-ФИЛЬТРА

### 5.1 Конструкции забоя при заканчивании скважин в слабо сцементированных пластах-коллекторах

Имеются следующие способы заканчивания скважин в слабоцементированных коллекторах [100, 111].

В неоднородном по фракционному составу пласте-коллекторе с глубиной залегания 1000 м при определенных условиях — отсутствии близкорасположенных напорных пластов, газовой шапки или подошвенных вод, необходимости создания депрессии на пласт, меньшей, чем прочность проницаемого материала, и отсутствии необходимости прогрева проницаемого материала - применяют конструкцию забоя, схема которой приведена на рисунке 44.

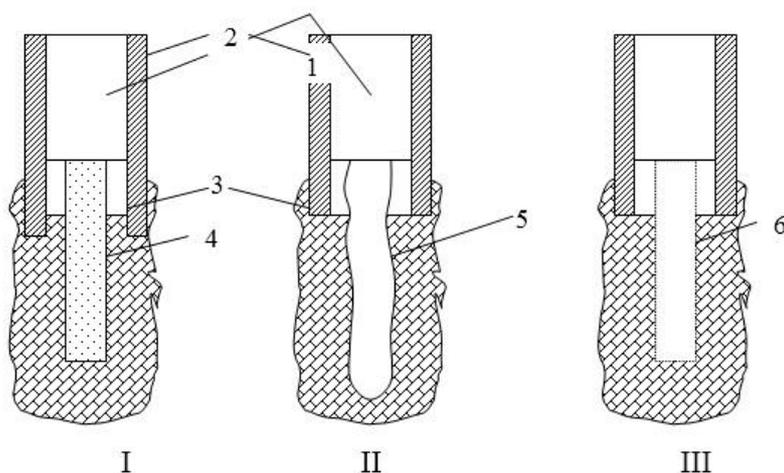


Рисунок 44 – Конструкции забоя при заканчивании скважин в слабоцементированных пластах-коллекторах: 1 - эксплуатационная колонна; 2 - цементное кольцо; 3 - расширенная часть ствола скважины с проницаемым материалом; 4 - перфорированная потайная колонна; 5 - поверхность искусственного фильтра; 6 - потайная колонна с перфорационными отверстиями

Если требуемая величина депрессии на пласт значительно меньше, чем прочность проницаемого материала, рациональна конструкция забоя, схема которой приведена на рисунке 43 (II) (для суперколлекторов Уренгойского месторождения в начальный период эксплуатации предельная депрессия на пласт составляет 0,5-0,6 МПа, а для более плотных коллекторов 1,0-1,2 МПа).

Если для формирования проницаемого материала требуется его прогрев, то применяют конструкцию забоя, схема которой приведена на рисунке 43 (III).

При создании конструкций забоя, схемы которых приведены на рисунке 43 (I, II) скважину бурят до проектной глубины, участок ствола в интервале залегания продуктивного пласта расширяют, спускают до кровли пласта и цементируют эксплуатационную колонну. После периода ОЗЦ и разбуривания цементного стакана в колонне, расширенную часть участка ствола скважины заполняют проницаемым материалом. После отверждения его разбуривают в потайной колонне-фильтре или в необсаженной части ствола, причем в последнем случае достигается беструбная опалубка ствола в интервале залегания продуктивного пласта.

Гидродинамическая связь скважины с пластом при конструкциях забоя, приведенных на рисунке 43 (I, II) достигается без проведения перфорационных работ за счет высокой проницаемости искусственного фильтра.

При создании конструкции забоя, показанной на рисунке 43 (III), эксплуатационную колонну спускают до кровли продуктивного пласта и цементируют до устья, затем разбуривают продуктивный пласт и расширяют интервал его залегания. В этот интервал с перекрытием башмака эксплуатационной колонны на 10-15 м спускают потайную колонну, оборудованную в нижней части обратным клапаном, закачивают проницаемый тампонажный материал, отсоединяют потайную колонну, спускают насосно-компрессорные грубы, прогревают призабойную зону пласта при циркуляции подогретой жидкости для формирования проницаемой структуры закачанной смеси. После этого перфорируют потайную колонну без нарушения целостности искусственного фильтра по всей его толщине и вызывают приток жидкости.

Крепление скважины эксплуатационной колонной до кровли продуктивного пласта и перекрытие ею напорных пластов, как показала практика проведения таких работ на месторождении Каражанбас, исключает перетоки между продуктивными и вышезалегающими напорными пластами.

## **5.2 Технология крепления продуктивного пласта проницаемым тампонажным составом с карбонатом аммония**

Представленные результаты теоретических и экспериментальных исследований послужили основой разработки технологии оборудования интервала против продуктивного горизонта, склонного к пескопроявлениям. Суть технологии сводится к следующему:

По окончании процесса бурения осуществляется спуск эксплуатационной колонны, обсадные трубы которой, располагающиеся в интервале продуктивного пласта заранее проперфорированы. В отверстиях установлены магниевые заглушки. Число отверстий выбирается из расчета повышения забойной температуры до требуемой для разложения карбоната

аммония, но не менее числа отверстий, обеспечивающих максимально-возможную производительность скважины (устанавливается из опыта эксплуатации месторождения или расчетным методом). Процесс цементирования осуществляется практически без изменения существующей технологии прямого одноступенчатого способа цементирования, за исключением лишь того, что в состав закачиваемого тампонажного раствора включена последняя порция (в объеме равном объему затрубного пространства против продуктивного пласта) предлагаемого состава (карбонат аммония – 6%, ПЦТ-20%, керамзит - 40% , песок 40%, нефть 1,6 % мл (от состава смеси), В/Ц 0,75-0,8.

Последняя порция тампонажного раствора, которая будет размещена ниже продуктивного пласта должна быть представлена бездобавочным тампонажным раствором с пониженным водосодержанием (В/Т не более 0,4), особенно при наличии подошвенных вод, в целях предупреждения преждевременного обводнения.

По окончании цементирования скважина выдерживается в течении времени требуемого для затвердевания тампонажного раствора.

Таким образом, при взаимодействии водного раствора соляной кислоты с материалом заглушек произойдет их растворение. Температура окружающей среды в результате процесса взаимодействия увеличится. В формирующейся структуре цементного камня карбонат аммония разлагается с выделением углекислого газа и аммиака, что способствует протеканию дальнейших процессов, связанных с формированием пористой структуры цементного камня. Образующийся в результате реакции взаимодействия соляной кислоты и магния водород вызывает повышение давления в скважине. Для обеспечения притока газа из пласта и образования проницаемой структуры в цементном камне необходимо создать депрессию.

### **5.3 Технология закачивания скважин с использованием цементного камня фильтра**

Порядок проведения технологических операций заключается в следующем:

1. По данным комплекса стандартных геофизических исследований, выполняемых после бурения скважин, определяют интервал залегания газоносного пласта, его толщину, наличие и толщину глинистых прослоев.

2. Исходя из полученных результатов, геологическая служба бурового предприятия оценивает возможность проведения технологического процесса заканчивания скважины с использованием цементного фильтра, а также дает рекомендации по компоновке технических средств в составе

эксплуатационной колонны, руководствуясь при этом предлагаемыми вариантами их установки при различной категории скважин по проницаемости пласта и температуре.

3. В условиях механической мастерской из обсадных труб изготавливается фильтр, длиной, соответствующий толщине продуктивного пласта. Отверстия фильтра блокируются разрушаемыми в последующем магниевыми заглушками. Количество магниевых заглушек определяется исходя из расчета для 168 мм колонны 20 шт, для 146 - 15 шт. на один погонный метр.

4. Располагают фильтр в нужном интервале, точность установки обеспечивается тщательным замером длины обсадных труб и контролем локатором муфт.

5. Скважину цементируют прямым одноступенчатым способом цементирования за исключением лишь того, что в состав закачиваемого тампонажного раствора включена последняя порция (в объеме равном объему затрубного пространства против продуктивного пласта) предлагаемого тампонажного состава, формирующего проницаемый цементный камень-фильтр. Последняя порция тампонажного раствора, которая будет размещена ниже продуктивного пласта должна быть представлена бездобавочным тампонажным раствором с пониженным водосодержанием (В/Т не более 0,4), особенно при наличии подошвенных вод, в целях предупреждения преждевременного обводнения.

6. После ОЗЦ проводят геофизические исследования (АКЦ, СГДТ) для определения качества цементирования.

7. Спускают колонну НКТ с пусковыми муфтами под освоение и промывают скважину для удаления глинистого раствора до получения чистой воды.

8. Осуществляют обвязку устья скважины устьевой арматурой и по колонне НКТ закачивают техническую соляную кислоту 27%-ной концентрации в объеме равном объему колонны в интервале от забоя до кровли продуктивного пласта. В течении 90 минут магниевые заглушки полностью растворяются в соляной кислоте. Газообразующая добавка в составе тампонажного состава разрушается.

9. Выделившийся в результате реакции магния и соляной кислоты водород, приводит к росту давления на скважине, которое необходимо стравливать по мере роста до гидростатического.

10. Через 90-120 минут при установлении давления в скважине равного гидростатическому необходимо снижать давление (создавать депрессию) 0,5-0,6МПа, но не более 1МПа, для предотвращения разрушения цементного камня за колонной, так как его прочность еще незначительна.

11. Затем скважину промывают для предотвращения коррозионного воздействия соляной кислоты на трубы и цементный камень. До рН на устье не выше 7.

12. Скважину осваивают и вводят в эксплуатацию.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Демичев, С. С. Выбор продуктивного объекта и метода предупреждения при испытании скважин / С. С. Демичев // Совершенствование физико-химических методов интенсификации притоков при разведке нефтяных месторождений Западной Сибири: труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1991. – С. 117.
2. Демичев, С. С. Методы предупреждения газо- и пескопоявлений в слабосцементированных коллекторах / С. С. Демичев // Комплекси-рование геолого-геофизических методов исследования при локаль-ном прогнозе и разведке нефти и газа в Западной Сибири: труды ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1993. - С. 140-142.
3. Аксенова, Н. А. Исследование и разработка техники, технологии заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами [Рукопись] : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Н. А. Аксенова; ТюмГНГУ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. - 177 с.
4. Аксенова, Н. А. Исследование и разработка техники, технологии за-канчивания скважин с неустойчивыми коллекторами [Рукопись] : ав-тореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Н. А. Аксенова; ТюмГНГУ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. - 23 с.
5. Аксенова, Н. А. Анализ состояния технологических средств и техноло-гий вскрытия продуктивных горизонтов на Уренгойском месторожде-нии / Н. А. Аксенова, В. В. Салтыков // Моделирование технологиче-ских процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на ос-нове современных информационных технологий: материалы второй всерос. науч.-техн. конф. 19-21 апр. 2000 г. - Тюмень, 2000. - С. 8-9.
6. Овчинников, В. П. Особенности и закономерности условий формирова-ния и строения основных нефтегазоносных комплексов на Уренгойском месторождении / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, В. В. Салтыков // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транс-портировки нефти и газа на основе современных информационных тех-нологий: материалы второй всерос. науч.-техн. конф. 19-21 апр. 2000 г. - Тюмень, 2000. - С. 7-8.
7. Овчинников, В. П. Условия разработки месторождений Уренгойской группы севера Тюменской области / В. П. Овчинников, Н. А. Аксено-ва, В. Ф. Сорокин // Критерии оценки нефтегазоносности ниже про-мышленно освоенных глубин и определение приоритетных направле-ний геологоразведочных работ: материалы всерос. научн.-практ. конф. 8-10 фев. 2000 г. - Пермь, 2001. – С. 424-428.
8. Шапатын, А. С. Кремнийорганические водоизолирующие составы для нефтяной промышленности / А. С. Шапатын // Новые области примене-ния таллоорганических соединений: сб. ст. – Москва, 1983. - С. 83-84.

9. Ягофаров, А. К. Интенсификация притоков нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири / А. К. Ягофаров, Р. М. Курамшин, С. С. Демичев. – Тюмень: Слово, 2000. – 224 с.
10. Тер-Саакян, Ю. Г. Литолого-петрофизические особенности строения крупных газовых месторождений Крайнего Севера / Ю. Г. Тер-Саакян // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений на суше и шельфе: сб. ст. – Москва, 1998. - № 2. – С. 3-5.
11. Ахметов, А. А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Проблемы и решения / А. А. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 219 с.
12. Decker, L. R. How industry completes wells in offshore environments. Part 2 / L. R. Decker, G. Gibling // Understanding unconsolidated formations and how to prevent and control sand production - Ocean Industry. - 199. - IV/V. Vol. 26. - № 3. – P. 23-32.
13. Ганджумян, Р. А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: справочное пособие / Р. А. Ганджумян, А. Г. Калинин, Б. А. Никитин; под ред. А. Г. Калинина. – Москва: Недра, 2000. – 489 с.
14. Наумов, А. Л. О литологических залежах углеводородов на севере Западной Сибири / А. Л. Наумов, Т. М. Онищук, Н. П. Дядюк // Геология нефти и газа. – 1979. - № 8.- С. 15-20.
15. Ресурсы газа, нефти Ямало-Ненецкого автономного округа и стратегия их освоения / А. Э. Конторович [и др.] // Геология нефти и газа. - 1998. - № 9. – С. 2-9.
16. Федорцов, В. К. Изучение выноса породы на газовых месторождениях Западной Сибири / В. К. Федорцов, М. Е. Стасюк, А. Д. Сторожев // Методы освоения скважин в условиях месторождений Западной Сибири. – Тюмень, 1974. - Вып. 76. – С. 34-38
17. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А. И. Гриценко [и др.]. – Москва: Недра, 1999. – 473 с.
18. Ханин, А. А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А. А. Ханин. – Москва: Недра, 1976. – 295 с.
19. Причины пескопроявлений при добыче газа и методы их ликвидации, применяемые на Уренгойском месторождении / К. А. Жуковский [и др.] // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. ст. - Москва, 1998. – С. 323-330.
20. Грим, Р. Е. Минералогия и практическое использование глин / Р. Е. Грим. – Москва: Мир, 1967. - 510 с.
21. Кистер, Э. Г. Химическая обработка буровых растворов / Э. Г. Кистер. – Москва: Недра, 1972. – 392 с.
22. Новиков, В. С. Оценка устойчивости глинистых пород при бурении скважин / В. С. Новиков // Нефтяное хозяйство. - 1996. - № 10. - С. 18-20.

23. Городнов, В. Д. Роль состава катионообменного комплекса глин в их устойчивости / В. Д. Городнов, А. А. Русаев // Дисперсные системы в бурении. – Киев, 1977. - С. 91-93.
24. Злочевская, Р. И. О взаимодействии глин с растворами электролитов в процессе их набухания / Р. И. Злочевская, В. И. Дивисилова // Связанная вода в дисперсных системах. – Москва, 1972. - С. 43-65.
25. Зубарев, В. Г. Исследование проникновения фильтрата промывочных жидкостей в глинистые породы / В. Г. Зубарев, Б. В. Байдюк // Экспресс-информ. – Москва, 1973. - № 4. – С. 15-18
26. Кистер, Э. Г. О набухании глин / Э. Г. Кистер // Нефтяное хозяйство. – 1947. - № 12. - С. 23-27.
27. Роджерс, В. Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей / В. Ф. Роджерс. – Москва: Недра, 1967. – 298 с.
28. Шантарин, В. Д. Физико-химия дисперсных систем / В. Д. Шантарин, В. С. Войтенко. – Москва: Недра, 1990. – 192 с.
29. Цытович, Н. А. Механика грунтов / Н. А. Цытович. - Москва: Высшая школа, 1973. - 280 с.
30. Рыжов, А. М. Определение прочности и деформативности грунтов в строительстве / А. М. Рыжов. – Киев: Будивельник, 1976. – 134 с.
31. Мелик-Асланов, Л. С. Исследование некоторых вопросов вскрытия мезозойских отложений Азербайджана: труды АзНИИДН / Л. С. Мелик-Асланов, О. А. Сидоров, М. Д. Насиров. - Баку, 1972. - Вып. XXII. – С. 385-392.
32. Шахназаров, А. А. О движении песка в системе скважина-пласт при эксплуатации слабосцементированных нефтяных коллекторов: тр. УкрНИИПНД / А. А. Шахназаров. – Москва, 1970. – Вып. V-VI. - С.103-114.
33. Зотов, Г. А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах / Г. А. Зотов, А. В. Динков, В. А. Черных. – Москва: Недра, 1987. – 172 с.
34. Stein, N. Determine properties of friable formation sands / N. Stein // World Oil. – 1988. – № 3. - P. 33-37.
35. Ашрафьян М. О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях / М. О. Ашрафьян. - Москва: Недра, 1989. – 228 с.
36. Ишкаев, Р. К. Новые способы вторичного вскрытия пластов и конструкций забоев скважин / Р. К. Ишкаев, Р. Г. Габдуллин. - Тюмень: Вектор Бук, 1998. – 212 с.
37. Поляков, В. Н. Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин / В. Н. Поляков, Р. К. Ишкаев, Р. Р. Лукманов. – Уфа: ТАУ, 1990. -408 с.
38. Гидравлика псевдосжиженного слоя в вопросе эксплуатации пробкообразующих скважин / А. Х. Мирзаджанзаде [и др.] // Нефть и газ. - 1967. - № 1. - С. 22-25.
39. Якубов, Б. М. Обработка экспериментальных данных по псевдосжижению зернистого материала вязкопластичной средой / Б. М. Якубов, Р. М. Хасаев // Нефть и газ. - 1968. - № 8. - С. 28-31.

40. Якубов, Б. М. Применение экспериментального планирования для определения скорости уноса твердых частиц и псевдосжиженного слоя аэрированной жидкостью с полимерными и жидкими добавками / Б. М. Якубов, Г. Т. Вартумян, Ю. Н. Юсифов // Нефть и газ. - 1975. - № 2. – С. 32-36.
41. Алибеков, Б. И. Гидравлические методы защиты глубинных насосов / Б. И. Алибеков, А. М. Пирвердян, О. В. Чубанов. - Москва: Недра, 1972. - 226 с.
42. Мирзаджанзаде, А. Х. Методическое руководство по эксплуатации скважин при интенсивном пескопроявлении и откачке неньютоновских жидкостей / А. Х. Мирзаджанзаде. – Уфа, 1977. - 182 с.
43. Сьюмен, Д. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах / Д. Сьюмен, Р. Элис, Р. Снайдер; ред. М. А. Цайгера – Москва: Недра, 1986. - 176 с.
44. Гаврилко, В. М. Фильтры буровых скважин / В. М. Гаврилко, В. С. Алексеев. – Москва: Недра, 1976. –345 с.
45. Володько, И. Ф. Гравийные фильтры буровых скважин / И. Ф. Володько. – Москва: Гос. изд-во по строительству и архитектуре, 1952. – 247 с.
46. Проволочный скважинный фильтр для предотвращения выноса песка / Б. В. Арестов [и др.] // Газовая промышленность. – 1988. - № 2. – С. 18-19.
47. Ашрафьян, М. О. Особенности техники и технологии заканчивания скважин в неустойчивых коллекторах: обзорная информация. Сер. Бурение / М. О. Ашрафьян, О. А. Лебедев. - Москва: ВНИИОЭНГ, 1979. – 49 с.
48. Sparlin, D. Controlling sand in a horizontal completion / D. Sparlin, R.W. Hagen // World Oil. –1988. - IX. – Vol. 207, № 5. – P. 54-60.
49. Результаты внедрения комплексной технологии разобщения и вскрытия пластов без перфораторов / Б. С. Лобанова [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 1986. - № 1. – С. 10-15.
50. Инструкция по комплексной технологии разобщения и вскрытия пластов без перфораторов: РД 39-2-1041-84: утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 13.04.84: ввод в действие с 01.11.84 – Бугульма: ТатНИ-ПИНефть, 1984. – 154 с.
51. Муслимов, Р. Х. Выбор плотности перфорации скважин / Р. Х. Муслимов, Р. Г. Габдуллин // Нефтяное хозяйство. - 1983. - № 8. – С. 31-33.
52. Элис, Р. С. Оптимизация борьбы с выносом песка / Р. С. Элис, Р. М. Снайдер, Дж. Самен // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. - 1981. - № 12. – С. 13-21.
53. Элис, Р. С. Условия эффективной работы гравийных фильтров / Р. С. Элис, Р. М. Снайдер, Дж. Самен // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. - 1981. - № 11. – С. 6-13.
54. Варгас, Л. Борьба с выносом песка / Л. Варгас // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. - 1982. - № 10. – С. 25-28.

55. Маслов, И. И. Создание противопесочных гравийных намывных фильтров / И. И. Маслов, Б. А. Скунин, А. Н. Закхеев // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. - 1982. - № 10. – С. 23.
56. Жуковский, К. А. Универсальный комплекс создания подземного оборудования для ликвидации пескопроявлений сеноманских скважин Уренгойского месторождения / К. А. Жуковский // Современная технология и технические средства для крепления и ремонтно-изоляционных работ нефтяных и газовых скважин: материалы межотр. науч.-практ. конф. – Краснодар, 2000. – С. 202-207.
57. Жуковский, К. А. Опыт сооружения гравийных фильтров в скважинах Уренгойского месторождения / К. А. Жуковский, А. А. Юрченко // Новые технологии, технические средства и материалы в области промывки при бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин: сб. научн. тр. –Краснодар, 2001. - № 6. – С. 228-237.
58. Маслов, И. И. Методы борьбы с выносом песка из нефтяных скважин: обзор. информация / И. И. Маслов. - Москва, 1982. – С. 15-18.
59. Проницаемый полимерный тампонажный материал для крепления скважин: сб. ст. / Г. А. Еремин [и др.]. – Краснодар, 1977. - № 13. – С. 73-80.
60. Микроскопические исследования структуры проницаемого полимерного тампонажного камня / В. В. Гольдштейн [и др.] // Технология крепления скважин: сб. ст. – Краснодар. - 1980. - № 19. – С. 39-43.
61. Ушатинский, И. Н. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты: сб. тр. / И. Н. Ушатинский, О. Г. Зарипов. – Свердловск. - 1978. - № 96. – С. 15-18.
62. Фартуков, М. М. Причины зонального нефтенасыщения / М. М. Фартуков // Геология нефти и газа. - 1990. - № 8. – С. 18-20.
63. Тампонажные материалы для крепления призабойной зоны скважин / В. И. Дадыка [и др.]. - Москва: ВНИИОЭНГ, 1984. – 52 с.
64. Дадыка, В. И. Получение пористого тампонажного материала и исследование его некоторых технико-технологических свойств / В. И. Дадыка // 4-я Республ. конф. по физикохимии, технологии получения и применения дисперсных систем, промывочных жидкостей и тампонажных растворов. - Киев: Наукрва думка. - 1977. – С. 22-23.
65. Ягофаров, А. К. Способ выработки запасов из переходных зон нефтяных залежей / А. К. Ягофаров, И. И. Клещенко, Б. И. Краснов // Проблемы строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар, 1990. – С. 207.
66. Методы борьбы с выносом песка из нефтяных скважин: обзорная информация. Серия нефтепромысловое дело. - Москва, 1980. - С. 11-16.
67. Умрихиной Е. И. Изоляция притока пластовых вод в нефтяных скважинах / Е. И. Умрихиной, В. А. Блажевич. - Москва, 1976. - С. 107-192.
68. А. с. 968334 СССР, Е 21 В 43/138. Состав для крепления слабосцементированного продуктивного пласта / Шерстяной М. Л., Еремеев Г.

- Ф., Панов Б. Д., Швед Г. М., Спороженко [и др.]. - № 284436 9/22-03; заявлено 28.11.79; опубл. 23.10.82, Бюл. № 39.
69. Пат. 4034811 США, от 20.11.1975 г. Continental Oil Company, опубл. 12.07.1977 г. // Изобретения в СССР и за рубежом: сборник. – 1978. - № 3. - 42.
70. А. с. 1694857 СССР, Е 21 В 33/138. Состав для крепления призабойной зоны пласта / Дадыкина В. И., Изюмова Н. А., Бекаев Р. Б., Минина Т. Б., Шейкин С. М. - № 4708060/03; заявлено 21.06.89; опубл. 1991, Бюл. № 44.
71. Пат. 2138616 Российская Федерация, Е 21 В 33/138. Состав для крепления призабойной зоны пласта / А. А. Перейма, Р. А. Гасумов, Ю. А. Лексусов. - № 97118822/03; заявлено 11.11.97; опубл. 27.09.99, Бюл. № 9.
72. А. с. 833294 СССР, В 01 j 19/04. Материал для изготовления скважинных фильтров / Дадыкина В. И., Гольдштейн В. В., Конрад Ф. Ф. [и др.]. - № 2783685/23-26; заявлено 18.06.79; опубл. 30.05.81, Бюл. № 20.
73. Экспресс информация ВИНТИ, Сер. Нефтегазодобывающая промышленность, 1970. № 37. -С. 14-17.
74. А.с. № 947391 по кл. Е 21 В 33/138. Опубл. 30.07.82, Бюл. № 28.
75. Технология крепления призабойной зоны пескопроявляющих добывающих и паронагнетательных скважин / В. И. Дадыка [и др.] // Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. –Москва, 1988. – С. 157.
76. Knapp, R. Y. Gravelcoating aqueous epoxy emulsion system for waterbaset consolidated gravel packing / R. Y. Knapp, R. Planty, E. Voiland // Develompent and application. Journal of Petroleum Tecunjlogy. - 1977.
77. Чарыев, М. О. Призированные гранулы как эффективный материал для создания фильтров в пескопроявляющих скважинах / М. О. Чарыев, А. Е. Корнилов // Повышение скоростей и качества строительства газовых скважин: сб. тр. – Москва, 1986. – С. 84-94.
78. Чарыев, О. М. Аналитическое и экспериментальное исследование повышения проницаемости цементного камня при креплении призабойной зоны пласта пескопроявляющих скважин / О. М. Чарыев // Известия вузов. Нефть и газ. - 1974. - № 5. – С. 21-25.
79. Современное состояние проблемы создания противопесочных фильтров при строительстве нефтяных и газовых скважин / В. Ф. Штоль [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2002. - № 4. – С. 25-31.
80. Серенко, И. А. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин / И. А. Серенко, Н. А. Сидоров, А. Т. Кошелев. – Москва: Недра, 1988. – 263 с.
81. Рахимов, Н. Р. Борьба с песчаными пробками в нефтяных скважинах объединения «Узбекнефть» / Н. Р. Рахимов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. –1972. - № 10. – С. 32-33.

82. А. с. 1434080 СССР, Е 21 В 33/13. Способ цементирования скважин / Колотов А. В., Борцов В. П. - № 41572885/22-03; заявлено 20.10.86; опубл. 1988 г., Бюл. № 39.
83. Справочное руководство по тампонажным материалам / В. С. Данюшевский [и др.]. - Москва: Недра, 1987. – 185 с.
84. Пат. 2059059 Российская Федерация, В 33/138 Газоцементный состав / А. А. Перейма, К. М. Тагиров, В. И. Ильяев. - № 93052292/33; заявлено 18.11.93; опубл. 27.04.96.
85. Пат. 2154729 Российская Федерация, Е 21 В 33/138. Тампонажная смесь / В. И. Вяхирев, П.А. Гереш, Н. М. Добрынин [и др.]. - № 99125239/03; заявлено 02.12.1999; опубл. 02.12.1999.
86. А. с. 1726731 СССР, Е 21 В 33/138, 43/02. Тампонажный раствор / Сулейманов А. Б., Мамедов К. К., Ширинов А. М., Меликбеков Ф. А., Гасанов З. Т., Нуриев Н. Б. – № 4712916/03; заявлено 12.06.89; опубл. 15.04.92, Бюл. № 14.
87. А.с. 1154435 СССР, МКИЗ Е21 В 33/138. Состав для крепления призабойной зоны слабосцементированных пластов / А.Р. Рзаев, Д.А. Рагимов, И.Ю. Эфендиев. Заявл. 19.08.83, опубл. 07.05.85. Бюл. № 17.
88. Пат. РФ № 2121560 С1 6 Е 21 В 33/138. Состав для крепления призабойной зоны слабосцементированных пластов / А.А. Перейма, Р.А. Гасумов, З.А. Астапова (СССР). -№ 96124610/03; Заявлено 31.12.96; Опубл. 10.11.1998, Бюл. № 12.
89. А. с. 1754880 СССР, Е 21 В 33/138. Способ крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин / Садыхов Ю. В., Гасанов Т. М., Таги-заде А. А. [и др.]. - № 4741127/03; заявлено 02.08.89; опубл. 15.08.89, Бюл. № 30.
90. А.с. 2005165 РФ. МКИЗ Е21 В33/138. Тампонажный состав для крепления призабойной зоны пласта / М.А. Бурштейн, С.В. Логвиненко. - Заявл. 24.03.92, опубл. 30.12.93. Бюл. № 47.
91. Зотов, Г. А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных добывающих скважин / Г. А. Зотов, З. С. Алиев. - Москва: Недра, 1980. – 302 с.
92. Васильев, В. В. Разработка известково-кремнезёмистых тампонажных композиций для крепления глубоких скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / В. В. Васильев. - Уфа: УНИ, 1988. - 23 с.
93. Тарасов, В. К. Изучение миграции воды в пористых материалах при отрицательных температурах / В. К. Тарасов // Структурообразование тампонажных материалов. - Москва: Стройиздат, 1974. – 236 с.
94. Булатов, А. И. Тампонажные материалы / А. И. Булатов, В. С. Данюшевский. – Москва: Недра, 1987. - 280 с.
95. Солевые и тампонажные композиции на основе вторичных материальных ресурсов производства соды / А. А. Фролов [и др.]. – Москва: ООО «Недра Бизнесцентр», 2000. – 214 с.

96. Булатов, А. И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А. И. Булатов. - Москва: Недра, 1990. - 409 с.
97. Глинка, Н. Л. Общая химия: учебное пособие для вузов / Н. Л. Глинка; под ред. В. А. Рабиновича. - 27-е изд. – Ленинград: Химия, 1988. – 704 с.
98. Куксов, А. К. Заколонные проявления при креплении скважин / А. К. Куксов, А. В. Черненко. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1987. – 36 с.
99. Булатов, А. И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем / А. И. Булатов. – Москва: Недра, 1976. – 298 с.
100. Ашрафьян, М. О. Конструкции забоев при заканчивании скважин / М. О. Ашрафьян, О. А. Лебедев // Нефтяное хозяйство. – 1979. - № 6. - С. 27-30.
101. Ашрафьян, М. О. Совершенствование конструкций забоев скважин / М. О. Ашрафьян, О. А. Лебедев, Н. М. Саркисов. – Москва: Недра. - 1987. – 156 с.



*Научное издание*

**Аксенова** Наталья Александровна  
**Овчинников** Василий Павлович  
**Анашкина** Александра Евгеньевна

**ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА  
ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН  
С НЕУСТОЙЧИВЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ**

*В авторской редакции*

Подписано в печать 02.10.2018. Формат 60×90 1/16.  
Печ. л. 8,37. Тираж 500 экз. Заказ № 1114.

Библиотечно-издательский комплекс  
федерального государственного бюджетного образовательного  
учреждения высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет».  
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.  
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.