

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

УДК 622.27

На правах рукописи

ДЖАКУПОВ ДАНИЯР АМИРХАНОВИЧ

**Повышение эффективности различных схем скважинного
подземного выщелачивания при разработке сложных гидрогенных
месторождений**

6D070700- Горное дело

Диссертация на соискание ученой степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты
Юсупов Х.А., доктор
технических наук
профессор

Алиев С.Б., доктор
технических наук
профессор

Республика Казахстан
Алматы, 2019

	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	
	ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	
	ВВЕДЕНИЕ	6
1	АНАЛИЗ ОПЫТА РАЗЛИЧНЫХ СХЕМ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГИДРОГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	10
	1.1 Анализ опыта применения подземного скважинного выщелачивания урана	10
	1.2 Практика применения различных схем расположения скважин при разработке гидрогенных месторождений	13
	1.3 Горно-геологические условия месторождения Семизбай	25
	1.4 Современное состояние горных работ	34
	1.5 Выводы по главе	36
2	ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СХЕМАХ ИХ РАСПОЛОЖЕНИЯ	38
	2.1 Исследования по определению параметров скважин и схем их расположения	38
	2.2 Исследования по определению оптимального расстояния между скважинами для повышения эффективности отработки	44
	2.3 Выводы по главе	58
3	ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ СБЛИЖЕННЫХ РУДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	59
	3.1 Анализ исследований по повышению эффективности разработки сближенных рудных залежей	59
	3.2 Особенности геологии сближенных рудных залежей исследуемого месторождения	64
	3.3 Предлагаемая схема и параметры расположения технологических скважин при разработке сближенных рудных залежей	67
	3.4 Выводы по главе	69
4	ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕАГЕНТОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПСВ УРАНА	70
	4.1 Исследования по ликвидации кольматации	70
	4.2 Предлагаемые химические реагенты для восстановления производительности скважин и повышения концентрации урана в ПР	80
	4.3 Экономическая эффективность предлагаемой технологии	90
	4.4 Выводы по главе	93
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	96

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Настоящие правила составлены на основании следующих нормативных документов:

Закон Республики Казахстан «О науке» от 18.02.2011 г. № 407-IV ЗРК;

ГОСО РК 5.04.034-2011: Государственный общеобязательный стандарт образования Республики Казахстан. Послевузовское образование. Докторантура. Основные положения (изменения от 23 августа 2012 г. № 1080);

Правила присуждения ученых степеней от 31 марта 2011 года № 127;

межгосударственные стандарты: ГОСТ 7.32-2001 (изменения от 2006 г.).

Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления;

ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей диссертации применяют следующие термины с соответствующими определениями

Бифторид аммония (БФА) – это бесцветные (аммоний фтористый кислотный), слабо гигроскопичные кристаллы с ромбической решеткой.

Буровой раствор - жидкость, используемая для очистки забоя скважины от продуктов разрушения (шлама) и их транспортировки на поверхность, а также охлаждения породоразрушающего инструмента и укрепления неустойчивых интервалов ствола скважины.

Водородный показатель, рН - мера активности (в очень разбавленных растворах она эквивалентна концентрации) ионов водорода в растворе, количественно выражающая его кислотность.

Водоупор - пространственно выдержанная непроницаемая часть пород разреза месторождения, ограничивающая водоносный горизонт или разделяющая его на части.

Выщелачивающий раствор (ВР) - раствор, содержащий необходимые для извлечения полезного компонента реагенты и подаваемый в закачные скважины.

Геотехнология - наука о геотехнологических методах добычи полезных ископаемых и средствах их осуществления.

Геотехнологические методы - методы добычи, основанные на переводе полезного ископаемого в подвижное состояние посредством осуществления в недрах тепловых, массообменных, химических и гидродинамических процессов, осуществляемых на месте залегания, что позволяет производить добычу полезного ископаемого из недр или отвалов, через специальные дренажные выработки или скважины.

Геохимические барьеры - участки пространства, на которых происходит резкое уменьшение интенсивности миграции химических элементов и, как следствие, их концентрирование.

Горнорудная масса (ГРМ) - часть общей массы продуктивного водоносного горизонта (включающего рудные тела и вмещающие породы), охваченная потоком технологических растворов, размерность – (т).

Дебит (производительность) скважины - объем жидкости или раствора, откачиваемого из скважины в единицу времени.

Окислительно-восстановительный потенциал (ОВП) - e_h , мера химической активности элементов или их соединений в обратимых химических процессах, связанных с изменением заряда ионов в растворах, или, проще, мера активности электронов в окислительно-восстановительных реакциях.

Отношение Ж:Т - количество выщелачивающего раствора (Ж), приходящегося на единицу выщелачиваемой рудной массы (Т) при заданной степени извлечения.

Приёмистость скважины - объем жидкости, закачиваемый в скважину в единицу времени при определенном давлении.

Продуктивный (рудовмещающий) горизонт - водоносный горизонт или его часть (подгоризонт, пласт), в котором локализованы рудные залежи.

Подземное скважинное выщелачивание (ПСВ) - процесс переработки руд в естественных условиях в рудных телах, вскрытых технологическими скважинами и подготовленных к выщелачиванию. В процессе добычи обеспечивается закачка растворов через закачные скважины и вывод растворенного полезного ископаемого через откачные скважины.

Скважина - цилиндрическая горная выработка, характеризующаяся малым поперечным сечением по отношению к её длине.

Скважины закачные - скважины, через которые в рудные тела подается выщелачивающий раствор.

Скважины откачные - скважины, через которые из рудного горизонта выдается на поверхность продуктивный раствор. В практике подземного выщелачивания закачные и откачные скважины могут меняться назначением.

Скважины наблюдательные - предназначены для постоянного или периодического наблюдения за процессом подземного выщелачивания или режимом подземных вод (растворов) в выщелачиваемой горнорудной массе.

Фильтр скважины - основной элемент водоприемной части скважины, предназначенный для очистки продуктивных растворов от механических примесей во время эксплуатации скважины

Фильтрация - движение жидкости в пористой среде под действием гравитации или градиента напора.

Эксплуатационный блок ПСВ - геологический однородная часть залежи, обрабатываемая единой системой скважин, которые одновременно включаются в процесс добычи и одновременно выводятся из процесса.

Эффективная мощность - мощность области циркуляции технологических растворов в блоке.

ВВЕДЕНИЕ

Оценка современного состояния решаемой научной или научно-технологической проблемы. По данным МАГАТЭ около 19 % от всех разведанных мировых запасов урана сосредоточено в недрах Республики Казахстан. Общие запасы и ресурсы оцениваются в 1610 тыс. тонн урана, в том числе запасы промышленных категорий ($B+C_1+C_2$) составляют 920 тыс. тонн.

Уникальной особенностью урановых месторождений Республики Казахстан является то, что 75 % из них сосредоточено в породах, связанных с региональными зонами пластового окисления. Этот тип месторождений не имеет широкого распространения в мире и разрабатывается наиболее прогрессивным, относительно дешевым и экологически предпочтительным способом подземного скважинного выщелачивания[1,2]. Технология подземного скважинного выщелачивания, также известного как добыча растворением, руда остается на месте залегания, и через нее прокачиваются жидкости для выщелачивания минералов из руды. Следовательно, почвенный покров почти не нарушается, не образуется хвостов и пустой породы.

Себестоимость добычи способом подземного выщелачивания через скважины в 2,5-3 раза ниже подземного горными выработками, поэтому он остается наиболее перспективным[3].

Проблемами при применении данной технологии является снижение производительности технологических скважин. Как правило, причинами уменьшения дебита скважин является кольматация фильтров и прифильтровых зон водоносного пласта, неправильный выбор сети скважин, которые вызывают увеличение гидравлических сопротивлений и снижение притока раствора в скважины[4].

К настоящему времени существуют различные способы повышения производительности технологических скважин путем ликвидации кольматации фильтров, изменением схемы вскрытия и параметров расположения скважин. Если одни авторы предлагают рядную схему расположения скважин, то другие - ячеистую схему. До настоящего времени нет единого мнения преимущества той или иной схемы расположения скважин, технологии декольматации скважин.

Основание и исходные данные для разработки темы. Основанием для разработки темы диссертации является отсутствие универсальной методики выбора сети и параметров технологических скважин, а также применение на рудниках различных реагентов без учета горно-геологических условий разрабатываемого месторождения, обеспечивающих стабильное, равномерное протекание процесса ПСВ и рациональный расход реагентов.

В качестве исходных данных для разработки темы исследований выбраны: горно-геологические условия месторождение Семизбай, которое расположено северо-восточнее г.Степногорска, на территории района Биржан сал Акмолинской области и Уалихановского района Северо-Казахстанской области и отрабатывается методом подземного скважинного выщелачивания.

Обоснование необходимости проведения научно-исследовательской работы. Потребность в уране из года в год возрастает, вместе с тем, соотношение спроса и предложения урана на мировом рынке за 2002-2015 годы и прогноз до 2025 года показывает, что нехватка урана в мире составит около 20 тыс. тонн. Несмотря на это, на рынке урана наблюдается снижение его цены, так, если в 2010-2011 годах килограмм урана стоил 110 долларов, то в настоящее время цена упала до 60 долларов[5]. Поэтому стоит острая задача повышения эффективности и снижения себестоимости добычи урана на действующих предприятиях. Решением данной задачи является научное обоснование выбора сети и параметров технологических скважин, типа реагентов для увеличения межремонтного цикла работы и повышения извлечения металла. В настоящее время сеть и параметры технологических скважин, реагенты для декольматации скважин и повышения извлечения урана принимаются по аналогии, без учета конкретных горно-геологических условий разрабатываемого месторождения, окончательное решение принимается после проведения опытно-промышленных испытаний.

Сведения о планируемом научно-техническом уровне разработке, патентных исследованиях и выводы из них определяются проведением научного анализа современного состояния научно-технической проблемы и патентных исследований по повышению эффективности подземного скважинного выщелачивания, в частности выбора сети и параметров технологических скважин, реагентов для ремонтно-восстановительных работ и повышения извлечения металла. Из анализа можно сделать вывод о том, что обоснование этих параметров и сети требует серьезных исследований. В диссертации корректно использованы теоретические и экспериментальные исследования, собран представительный объем статистических данных, математическая обработка которых показала сходимость теоретических и экспериментальных данных.

Сведения о метрологическом обеспечении диссертации.

Диссертация выполнена на основе опытно-промышленных работ на руднике Семизбай. Анализ результатов исследований проведен на базе лаборатории рудника, где используются приборы и установки, прошедшие государственную метрологическую поверку в период эксплуатации.

В табличных и графических данных использованы единицы измерений, соответствующие метрологическим правилам и нормам Международной системы единиц СИ.

Актуальность темы.

Привлекательным аспектом добычи урана является относительная стабильность потребностей мирового рынка в уране. При среднем сроке эксплуатации энергетического реактора 30-40 лет, только потребности существующего парка реакторов гарантируют определенный уровень спроса мирового рынка на уран на ближайшие несколько десятилетий [6]. В связи с этим инвестиционные риски в уранодобывающей отрасли значительно ниже, чем в большинстве горнодобывающих отраслей. При самом неблагоприятном

развитии ядерной энергетики, к 2020 году потребности реакторов не опустятся ниже 60000 тонн урана. Вероятность развития по базовому сценарию 65%. Для оптимистичного сценария вероятность 20% и для пессимистичного 15% [7].

Схема расположения скважин принимается по аналогии, окончательное решение принимается после проведения опытно-промышленных испытаний, что требует значительных капитальных и эксплуатационных затрат. В зависимости от горно-геологических условий месторождения, известные способы декольматации требуют проведения дополнительных исследований и зачастую не дают желаемых результатов. Особенно остро стоит данная проблема при разработке сближенных рудных залежей.

Вопросам повышения эффективности разработки урановых месторождений способом ПСВ посвящены исследования ряда ученых. Однако ряд моментов в них не учитывает особенностей конкретных месторождений, особенно имеющих сближенные залежи. Поэтому решение этих вопросов является актуальной задачей.

Новизна темы заключается в повышении эффективности ПСВ урана выбором сети и параметров технологических скважин в зависимости от величины рН, определением межремонтного цикла работы скважин и содержания урана в продуктивном растворе от объема бифторида аммония и использования пероксида водорода.

Связь данной работы с другими научно-исследовательскими работами.

Диссертационная работа выполнена в рамках хозяйственного договора №281 от 23.12.2016 года «Разработка технологий снижения частоты кольматации при ПСВ урана».

Цель исследований заключается в повышении эффективности выщелачивания урана на основе рациональных схем и параметров расположения технологических скважин с применением различных реагентов.

Объектом исследований является месторождение Семизбай, которое расположено северо-восточнее г.Степногорска, на территории района Биржан сал Акмолинской области и Уалихановского района Северо-Казахстанской области.

Предметом исследований являются сети и параметры технологических скважин, ремонтно-восстановительные работы, применение различных реагентов при ПСВ урана.

Задачи исследований, их место в выполнении научно-исследовательской работы в целом:

-изучение и анализ современного состояния добычи урана и восстановления производительности скважин на объекте исследования (глава 1);

-исследование влияние различных схем и параметров расположения технологических скважин на эффективность ПСВ урана (главы 2,3);

- исследование влияния различных реагентов на интенсификацию процесса выщелачивания урана(глава 4);

- разработка рекомендации для производства(главы 2,3,4)

Задачи, представленные выше и решаемые в настоящей диссертации, логически связаны между собой и направлены на достижение поставленной цели исследований.

Методологическая база исследований

К основным методам исследований, применяемым при выполнении диссертации, относятся:

- анализа современного состояния научно-технической проблемы и исследований по повышению эффективности подземного скважинного выщелачивания;

- проведение опытно-промышленных работ;

- сбор и анализ статистических данных;

- обработка результатов исследования и разработка рекомендаций производству.

Положения, выносимые на защиту

На защиту диссертации выносятся следующие положения:

- расстояние между скважинами при различных схемах их расположения необходимо определить с учетом величины рН, что приведет к стабильному, равномерному протеканию процесса выщелачивания и к оптимальному времени отработки блока;

- при отработке сближенных залежей производительность и межремонтный цикл работы технологических скважин зависят от их схемы и сети расположения;

- производительность технологических скважин и содержание урана в ПР зависят от концентрации бифторида аммония и пероксида водорода в растворе.

Публикации и апробация работы. . Результаты работы докладывались на международных научно-технических и научно-практических конференциях «Инновационное развитие горнодобывающей отрасли» (Кривой Рог, 2016) и «Научное и кадровое сопровождение инновационного развития горно-металлургического комплекса» (Алматы, 2017) а также на международной конференции «Сатпаевские чтения» (Алматы, 2018) и «Современные научные исследования: актуальные вопросы, достижения и инновации»(Пенза, 2018), на научных семинарах кафедры «Горное дело» в КазНИТУ им.К.И.Сатпаева.

Публикации, включают две статьи в «Горном Журнале Казахстана», в научно-техническом журнале «Труды университета» (Караганда, 2018), а также в рейтинговом журнале «Горный Журнал» (база Scopus), (Москва, 2017).

Структура и объем работы: Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка из 57 наименований и содержит 99 страниц машинописного текста, 43 рисунка, 7 таблиц, 25 формул.

1 АНАЛИЗ ОПЫТА РАЗЛИЧНЫХ СХЕМ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГИДРОГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Анализ опыта применения подземного скважинного выщелачивания урана

Подземное выщелачивание полезных ископаемых - способ добычи полезного ископаемого избирательным растворением его химическими реагентами в рудном теле на месте залегания с извлечением на поверхность. Подземное выщелачивание применяется для добычи цветных металлов и редких элементов, имеются предпосылки использования его для разработки фосфатов, боратов и другие [8].

Подземное выщелачивание цветных металлов известно с 16 в. (Испания), в крупных промышленных масштабах метод впервые освоен на медном руднике Кананеа в Мексике (1924) и на медноколчеданных месторождениях Урала (1939 – 42 гг). Подземное выщелачивание применялось в ряде стран (США, СССР, Франция, Япония, ГДР и др.); в 1974 этим способом было получено 20% мировой добычи меди. Выбор растворителя при подземном выщелачивании зависит от состава руды и характера химического соединения, образуемого полезным компонентом[9].

В истории подземного выщелачивания урана можно выделить несколько периодов[5]:

1. Начало 60-х годов прошлого столетия связано с созданием технологий подземного выщелачивания независимо в СССР и США с использованием схожих технологических подходов. Метод был предназначен для извлечения урана из типичных месторождений роллового типа (подвид урановых месторождений песчаникового типа), расположенных в водонасыщенных проницаемых породах, в которых нельзя было использовать обычные способы добычи. В СССР развивались технологии сернокислотного, а в США – содового выщелачивания[5].

2. 70-е и 80-е годы – становление ПСВ. В этот период были открыты основные месторождения, создана сырьевая база и начато активное развитие подземного выщелачивания в бывшем СССР (построены основные рудники в Казахстане и Узбекистане) и в США (11 рудников по ПСВ). Начата добыча урана на рудниках по ПСВ в Болгарии, Чехии, Китае.

3. 90-е годы – период застоя, связанный с конверсией урановой промышленности, снижением потребностей в уране и падением цен на уран. Поддерживались и незначительно развивались ранее созданные мощности в Казахстане и Узбекистане, были закрыты большинство рудников ПСВ в США и Европе, созданы небольшие рудники в России и в Австралии.

4. 2000-е годы ознаменовались резкой активизацией добычи урана методом ПСВ в Казахстане (8 новых рудников), в меньшей степени в Узбекистане (замещение выбывающих мощностей), в США, России и Австралии.

5. Современный период после 2010 года. Дальнейшее развитие ПСВ на действующих и новых рудниках в Казахстане, США, России.

В середине прошлого столетия геологами Краснохолмской экспедиции (ныне ГП НПЦ «Урангеология», г. Ташкент) в центре пустыни Кызылкум было открыто и разведано урановое месторождение Учкудук нового, неизвестного до того времени типа. Вскоре в Кызылкумском регионе по выявленным критериям были обнаружены и разведаны аналогичные месторождения и рудопроявления (Сугралы, Северный и Южный Букинай, Кетменчи и многие другие). Затем подобные объекты были открыты и в других регионах бывшего СССР и зарубежных стран.

Такие месторождения, имеющие широкое распространение на нашей планете, получили название «эпигенетических инфильтрационного (учкудукского) типа». Их происхождение связано с гипергенными процессами в краевых частях межгорных и предгорных впадин, заполненных осадочными породами мезозой-кайнозойского чехла и в примыкающих к ним невысоких горах, сложенных коренными кристаллическими породами подстилающего фундамента.

В 1962 г. впервые было высказано мнение о возможности применения метода ПСВ урана из забалансовых руд инфильтрационных месторождений Учкудук в их естественном залегании. Основанием к этому послужили наблюдаемые случаи обогащения ураном (до 50–100 мг/л) подземных вод в дренажных скважинах и траншеях горных выработок. Эта возможность была проверена первыми опытными работами по ПСВ на залежи 30 (участок ПВ-101), начатыми в 1963 г. Были опробованы три способа выщелачивания – водное, содовое и кислотное с применением в качестве окислителя кислорода воздуха. Полученный опыт позволил приступить к опытно-промышленной отработке залежи. Выполненные работы позволили разработать технологию добычи, выявить преимущества метода ПСВ перед традиционными подземными и открытыми горными работами.

К началу работ в 1963 г. на залежи №30 опыта отработки урановых месторождений методом ПСВ в отечественной и мировой практике не существовало.

Переход от горного способа добычи к подземному выщелачиванию потребовал интенсивного проведения научно-исследовательских работ с целью изучения распределения урана и механизма процесса выщелачивания в недрах, режимов отработки, оптимизации и интенсификации процесса, отработки технологии извлечения урана из растворов ПВ. В связи с этим в 1965 г. в ЦНИЛ Навоийского горно-металлургического комбината (НГМК) была создана группа подземного выщелачивания в составе горно-геологической лаборатории. Лаборатория ПСВ была создана в 1974 г., а в 1986 г. она объединилась с технологической лабораторией, образовав лабораторию технологии и геотехнологии. К работе были привлечены ВНИИХТ и ПромНИИПроект, на некоторых этапах научно-исследовательских работ – ВСЕГИНГЕО, МГРИ, ВИМС, ИГЕМ и др [10].

В целом, в связи с развитием ядерной энергетики в 1970–1990 гг. на предприятиях Министерства среднего машиностроения, расположенных преимущественно в Украине, Узбекистане, Киргизии, Казахстане и Таджикистане, были достигнуты высокие производственные показатели по добыче урана методом подземного выщелачивания. Накоплен значительный опыт в разведке, промышленной отработке и методике исследований, представляющий определенный интерес и для извлечения из руд других металлов.

В связи с этим в мире за последнее десятилетие доля добычи урана подземным выщелачиванием относительно других методов добычи выросла с 20 до 48 % (2015 г.).

Абсолютная добыча этим способом за этот же период увеличилась в 3,7 раз: с 7 926 т в 2004 до 29 197 т в 2015 году. Основной прирост обеспечил Казахстан, увеличив добычу ПСВ за 10 лет более чем в шесть раз – до 23 800 т в 2015 г., Узбекистан добыл 2385 т. Оставшаяся часть была добыта Россией, США, Австралией и Китаем[10].

Подземное выщелачивание относится к фильтрационным процессам и основано на химических реакциях «твёрдое тело — жидкость». При подземном выщелачивании проницаемых рудных тел месторождение вскрывается системой скважин, располагаемых (в плане) рядами, многоугольниками, кольцами. В скважины подают растворитель, который, фильтруясь по пласту, выщелачивает полезные компоненты. Продуктивный раствор откачивается через откачные скважины. В случае монолитных непроницаемых рудных тел залежь вскрывают подземными горными выработками, отдельные рудные блоки дробят с помощью буровзрывных работ. Затем на верхнем горизонте массив орошают раствором, который, стекая вниз, растворяет полезное ископаемое. На нижнем горизонте растворы собирают и перекачивают на поверхность для переработки.

В процессе разведки гидрогенных месторождений на опытных полигонах должна быть доказана целесообразность использования метода подземного выщелачивания, для чего непременно определяют геотехнологические показатели отработки этих месторождений. Без успешно проведенного опыта с благоприятными результатами Государственная комиссия по запасам не принимает месторождение для промышленной отработки.

Для количественной оценки показателей процесса на опытном много скважинном полигоне ПВ должен быть участок (так называемая центральная ячейка), эксплуатирующийся без разубоживания продуктивных растворов пластовыми водами и имеющий практически постоянный гидродинамический контур[11].

При скважинном способе вскрытия основной и главной выработкой является технологическая скважина, сооружаемая с поверхности, так как она не только вскрывает залежи, но и подготавливает их к добыче и через нее осуществляется непосредственная добыча этих залежь, т.е. является одновременно вскрывающей, подготовительной и очистной выработкой[12].

Поэтому к технологическим скважинам предъявляются особые условия, которое регламентируется в специальных инструкциях.

Технологические скважины подразделяются на закачные (нагнетательные), обеспечивающие подачу реагента в недра, и откачные (разгрузочные), обеспечивающие извлечение полезного компонента. Кроме того, на предприятиях сооружаются вспомогательные скважины различного целевого назначения (наблюдательные, разведочные, контрольные, барражные и др.)

Схема вскрытия продуктивного горизонта включает схему расположения технологических скважин по площади месторождения и схему установки фильтров в разрезе продуктивного горизонта [13].

Основной технологической единицей скважинной системы является добычная (эксплуатационная или гидродинамическая) ячейка, под которой понимают площадь, обрабатываемую одной откачной скважиной. Плановые контуры эксплуатационной ячейки могут иметь разную форму в зависимости от выбора схемы вскрытия.

1.2 Практика применения различных схем расположения скважин при разработке гидrogenных месторождений

На стадии предварительной разведки (когда достаточна полуколичественная оценка) чаще всего используют двухскважинную схему В.А. Грабовникова с 5-6-кратным дебалансом в сторону откачки, позволяющую определить объем выщелоченных пород и рассчитать геотехнологические показатели[14].

Характеристика наиболее распространенных схем опытных полигонов, содержащих от 1 до 13 технологических скважин и от 1 - 2 до 10 - 12 наблюдательных (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Характеристики наиболее распространенных схем опытных полигонов ПВ

№	Схема	Количество вспомогательных скважин	Стадия разведки	Достоверность оценки геотехнологических показателей	Наличие алгоритма решения		Рекомендации к применению	
					+	-	+	-
	Односкважинная (push-pull)	До 2 - 4	Поисково-оценочные исследования	Качественная или полуколичественная	+	-	+	-

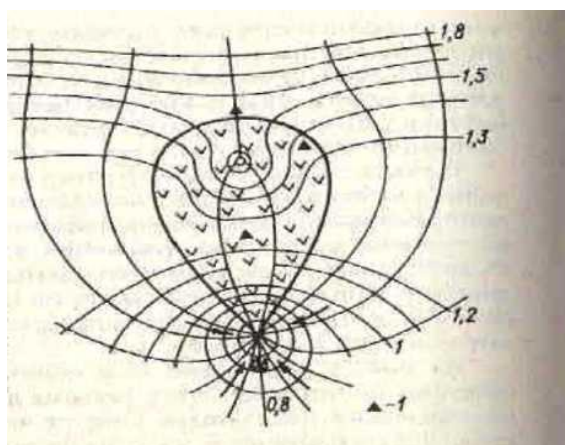
Продолжение таблицы 1.1

3-,4-, 6-угольная с одной откачной скважиной	6 - 10	То же	Качествен ная	-	-	+	+
2-скважинная с дебалансом (В.А. Грабовникова)	2 – 3 наблюда- тельных; 1 для водо- снабжения; 1 – 2 для захоронения растворов	Предвари тельная разведка	Полуколич ественная	+	+	+	+
Прямоугольная с 3 откачными скважинами (с центральной ячейкой)	8 - 12	Детальна я разведка	Количеств енная	+	+	+	+
Гексагональная с 3 откачными скважинами (с центральной ячейкой)	8 - 12	То же	То же	+	+	+	+

Среди простейших опытных схем в подземном выщелачивания нашла применение схема методом Push-pull - многократно повторяющаяся закачка раствора реагента, чередующаяся с последующей откачкой продуктивных растворов, выполняемые через одну скважину.

При карбонатной схеме этот метод в «чистом виде» (без наблюдательных скважин) может быть использован только для промышленной разработки месторождений, т.е. без получения геотехнологических показателей процесса. Введение наблюдательных скважин в случае достаточно однородного разреза позволяет использовать push-pull в качестве метода для получения полуколичественных технологических данных карбонатного выщелачивания.

Двухскважинная схема В.А. Грабовникова по сравнению с другими упрощенными опытными полигонами с одной откачной скважиной обладает одним преимуществом принципиального характера - для нее существует алгоритм расчета геотехнологических показателей (рисунок 1.1) [14]. Она значительно уступает традиционным многоскважинным схемам по качеству получаемой информации, однако позволяет получить представление (с помощью наблюдательных и контрольных скважин) о положении зоны извлечения полезного ископаемого на поверхность, которая (что очень важно) совпадает в данном случае с положением зоны выщелачивания в недрах.

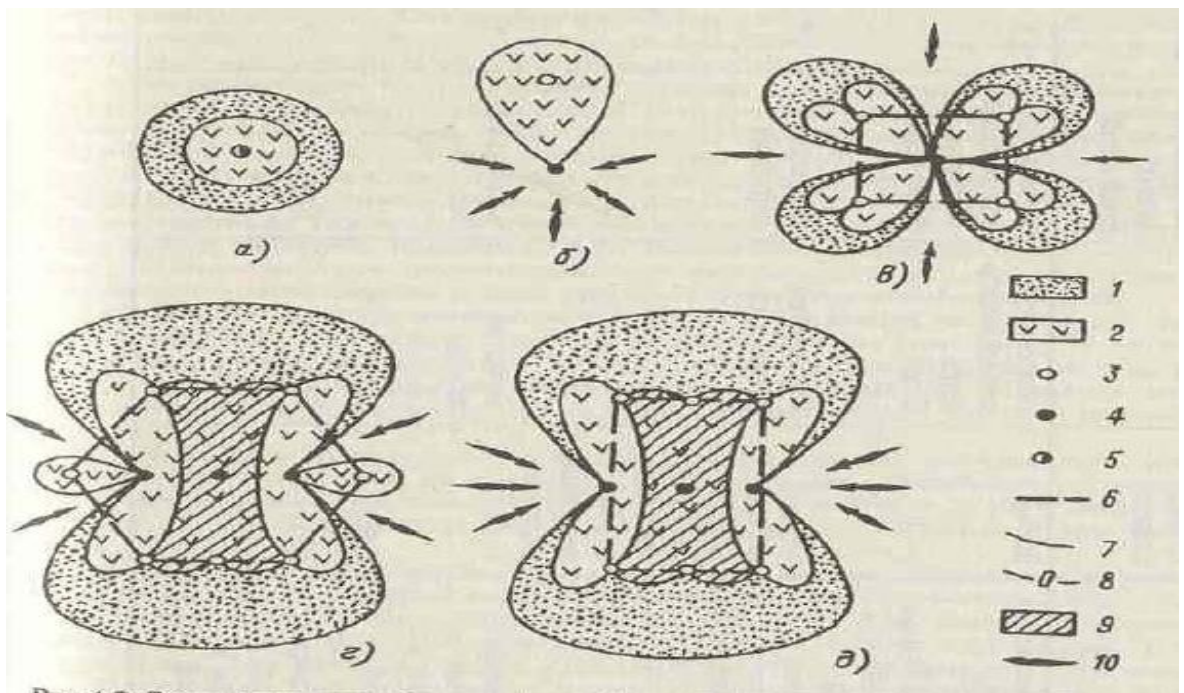


1 – наблюдательная скважина; остальные условные обозначения смотрите на рисунке 1.2

Рисунок 1.1- Гидродинамическая схема двухскважинного опытного полигона В.А. Грабовникова, работающего с пятикратным дебалансом растворов

Однако слабой стороной этого метода является невысокая точность определения геотехнологических показателей и запасов. Снижению точности расчетов, приводимых для этой схемы, способствуют изменения контура выщелачивания по времени вследствие изменения проницаемости пород и недостаточно представительный объем прорабатываемых руд из-за малого расстояния между скважинами. Кроме того, для такого полигона возникает проблема сброса или захоронения излишка продуктивных растворов, следствием чего нередко является загрязнение поверхности.

При расположении зон выщелачивания для различных схем опытных полигонов (рисунок 1.2) для получения геотехнологических показателей следует четко различать зоны выщелачивания в недрах (руда→ раствор) и из недр на земную поверхность.



а – односкважинный полигон (push-pull); б – двухскважинный (по В.А.Грабовникову); в – пятискважинный ("квадрат"); г – одиннадцатискажинный (гексагональный с центральной ячейкой); д – девятискажинный (прямоугольный с центральной ячейкой);
 1– зоны выщелачивания в недрах; 2 – зоны выщелачивания из недр на поверхность; 3 – закачная скважина; 4 – откачная; 5 – переменного действия; 6 – геометрический контур участка; 7 – линии тока жидкости; 8 – пьезоизогипсы и их отметки; 9 – площадь центральной ячейки в ее гидродинамическом контуре; 10 – направление разбавляющего воздействия подземных вод.

Рисунок 1.2 - Зоны выщелачивания для различных схем опытных полигонов ПСВ

Зона извлечения на поверхность ограничивается крайними линиями тока продуктивных растворов, подошедших к откачным скважинам на расчетную дату. Зона извлечения в недрах обычно значительно больше, поскольку включает весь объем руды, затронутый выщелачиванием. Сюда относятся руды, из которых уже идет извлечение на поверхность, а также участки, где полезный компонент находится в переосажденном виде или в жидкой фазе, но еще не подошел с растворами к откачным скважинам[11]. Зона в пределах геометрического контура полигона выделяется условно, поскольку она значительно меньше объема выщелоченных руд. В этом контуре подсчитываются запасы урана до начала опыта, и ведется предварительная оценка достигнутых показателей выщелачивания.

Одной из главных особенностей рассматриваемых конструкций многоугольных полигонов, имеющих одну откачную скважину (рисунок 1.3-1.4), является отсутствие в них центральной ячейки с постоянным

гидродинамическим контуром и значительный приток законтурных подземных вод. Площадь вовлекаемых в процессе выщелачивания руд и пород в этом случае постоянно увеличивается во времени.

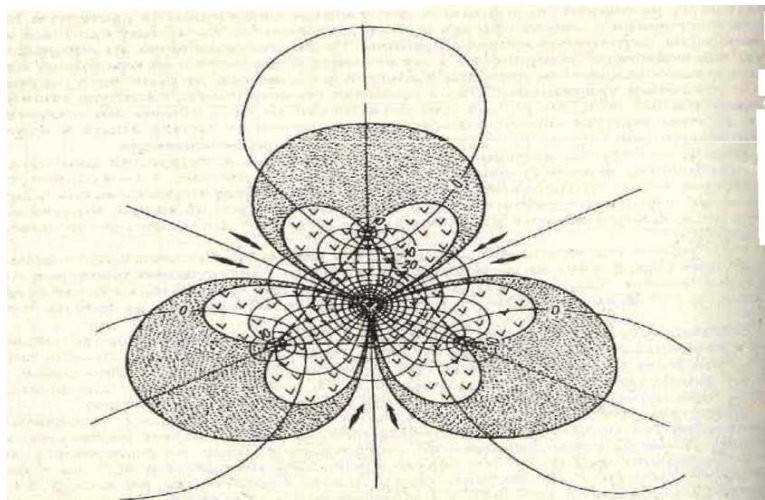


Рисунок 1.3 - Гидродинамическая схема треугольного опытного участка с одной откачной скважиной (при равенстве дебитов закачных скважин).
Условные обозначения смотрите на рисунке 1.2

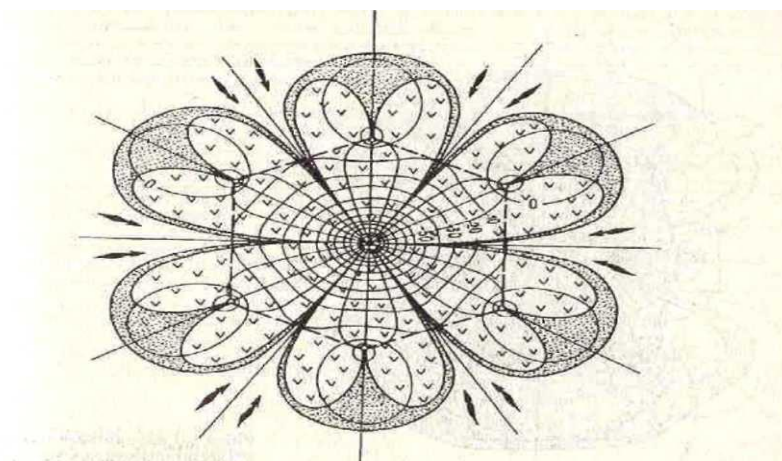


Рисунок 1.4 - Гидродинамическая схема гексагонального опытного участка с одной откачной скважиной (при равенстве дебитов закачных скважин).
Условные обозначения смотрите на рисунке 1.2

При работе полигонов по сокращенным схемам наблюдается непрерывное изменение (снижение) во времени разубоживания продуктивных растворов пластовыми водами. Так, для квадратной схемы (рисунок 1.5) разубоживание сокращается со 100 % общего дебита в начале опыта до 5% через 2 года работы полигона.

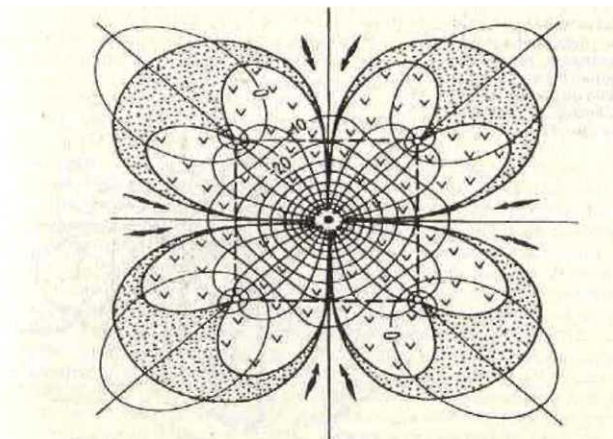


Рисунок 1.5- Гидродинамическая схема квадратного опытного участка с одной откачной скважиной (при равенстве дебитов закачных скважин).
Условные обозначения смотрите на рисунке 1.2

Наблюдаемое обычно на практике несовпадение дебитов растворов, подаваемых в скважины, приводит к резкому увеличению разубоживания, степень которого определяется соотношением этих дебитов. Для схемы, изображенной на рисунке 1.6 (соотношение дебитов закачки 1:2:4:5), разбавление через 2 года после начала эксплуатации составит 22% (вместо 5% при равенстве дебитов).

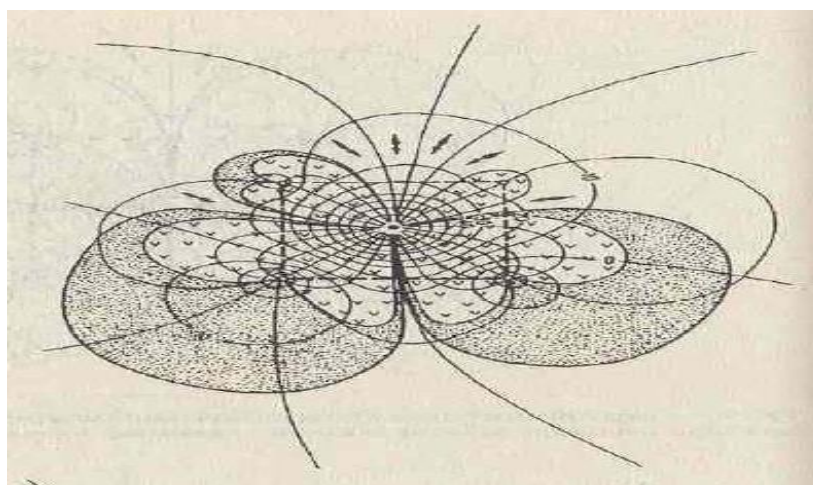


Рисунок 1.6 - Гидродинамическая схема квадратного опытного участка с одной откачной скважиной при соотношении дебитов закачных скважин 1:2:4:5 (с сохранением общего баланса растворов в системе). Условные обозначения смотрите на рисунке 1.2

Отсутствие стабильного во времени контура выщелачивания в упрощенных схемах опытных полигонов рассматриваемого типа не позволяет рассчитать положение границы зоны добываемого компонента из недр на поверхность, без чего невозможно оценить ни степень его извлечения, ни величину Ж/Т, ни удельный расход реагента. По данным контрольного бурения

или по методу КНД (каротаж нейтронного деления), в наблюдательных скважинах можно получить только контур выщелачивания в недрах, что совершенно недостаточно для расчета геотехнологических показателей извлечения полезного компонента на поверхность.

Правда, недостающие для расчетов экспериментальные зависимости могут быть в принципе получены с помощью моделирования процесса в лабораторных условиях при выщелачивании на кернах материала в заданном геотехнологическом режиме. Теоретически для этого могут быть использованы два имитирующих геологический разрез опробуемого участка ПВ грунтовых лотка разной длины, достаточной для формирования равновесной концентрации извлекаемого урана.

Однако технически это трудно выполнимо, в том числе из-за отсутствия достаточного количества керна материала, который всегда бывает в дефиците. Для ориентировочных расчетов лотки можно заменить двумя фильтрационными колонками (длиной 1 и 2 м) с усредненным на всю эффективную мощность продуктивного водоносного горизонта содержанием полезного компонента. Однако достоверность получаемых данных в этом случае невысока.

Значительное различие длины максимальной и минимальной линии тока растворов на опытных полигонах с одной откачной скважиной в центре приводит к ощутимому затягиванию процесса выщелачивания на них по 1 сравнению с центральной ячейкой традиционного опыта участка. В условиях месторождений в пределах площади, ограниченной геометрическим контуром, через 2 года после начала работы полигона-квадрата степень извлечения достигает только 44%. В пределах же центральной ячейки традиционного гексагонального полигона с расстоянием между скважинами $L=50$ м (рисунок 1.7) только за счет равномерной проработки руд в тех же условиях за 2 года будет достигнуто извлечение 80%.

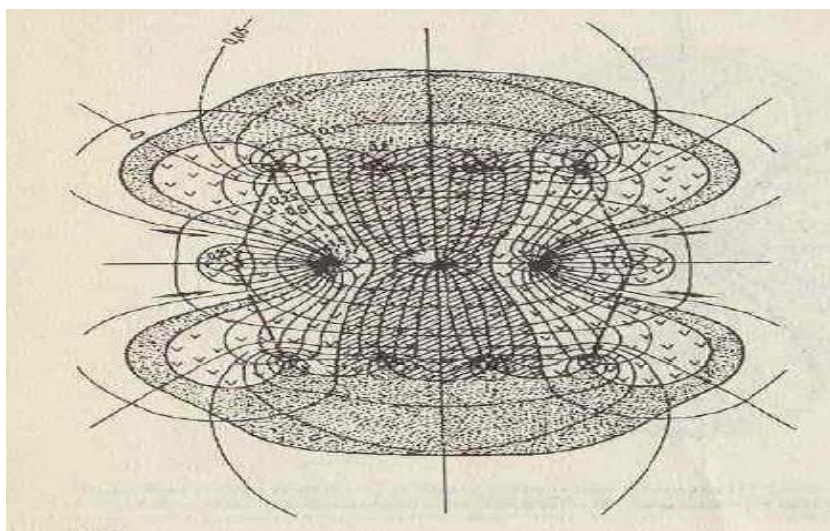


Рисунок 1.7 - Гидродинамическая схема гексагонального опытного участка с тремя откачными скважинами. Условные обозначения смотрите на рисунке 1.2

Результаты геотехнологических расчетов, проведенных для различных схем опытных полигонов, имеющих одну откачную скважину, приведены в таблице 1.2

Расчеты выполнены на основании данных, полученных на многоскважинном полигоне для двухлетнего периода работы участков ПВ. Для других геолого-гидрогеологических условий цифры будут, очевидно, иными, но их соотношение и порядок величин останутся примерно такими же.

Таблица 1.2 - Сравнение эффективности ПВ при схемах с одной центральной скважиной

Параметр	Треугольная схема	Квадратная схема	Гексагональная схема
Степень извлечения, % в гидродинамическом контуре	38	32	38
в геометрическом контуре	58	44	56
Площадь выщелачивания, м ² : в геометрическом контуре (F ₁)	1591	2450	3183
из недр на поверхность (F ₂)	6342	7264	7824
в недрах (F ₃)	15284	10856	10227
Площадь выщелачивания: F ₁	1	1	1
F ₂	4,0	3,0	2,5
F ₃	9,6	4,4	3,2
Примечание: t = 2 года; L = 35 м; Q _{отк} = 10м ³ /ч			

Из приведенных в таблице 1.2 данных следует, что использование в геотехнологических расчетах площади выщелачивания в пределах геометрического контура полигонов (F₁) приводит к весьма существенным погрешностям определения истинной степени извлечения, величины Ж/Т, а также удельного расхода реагента и поэтому совершенно недопустимо. Все схемы характеризуются небольшими значениями истинной степени извлечения из геометрического контура (44-58%). Как следует из таблицы 1.1, при уменьшении числа закачных скважин увеличивается общая площадь закисляемых пород в недрах, что приводит к дополнительным потерям реагента. Так, для треугольной схемы отношение площади зоны выщелачивания в недрах к площади, заключенной внутри геометрического контура в 3 раза выше, чем в гексагональной схеме, и в 2 раза выше, чем в квадратной. Это явление связано с тем, что при постоянном дебите откачки Q_{отк} в схемах с меньшим числом закачных скважин нагрузка на эти скважины выше.

Дебит закачных скважин является лимитирующим фактором общей производительности полигона. Поэтому эксплуатация 3-угольной схемы сложнее, чем 6-угольной. Сопоставление результатов расчетов, выполненных для полигонов 3-, 4- и 6-угольных схем, позволяет сделать вывод, что наиболее эффективна гексагональная. Однако для такой схемы опытного участка требуется бурение 7 технологических скважин, а традиционный полигон (рисунок 1.7) имеет всего на две скважины больше, но зато позволяет количественно определить все геотехнологические показатели.

Неравномерная закачка (при общем балансе технологических растворов) приводит к резкому увеличению степени разубоживания и соответствующему затягиванию процесса. Аналогично влияет и отклонение фильтров от проектного положения, так как асимметрия гидродинамического контура увеличивает неравномерность проработки площади в целом.

Таким образом, для ускорения процесса выщелачивания к полигонам с одной скважиной предъявляются два дополнительных требования: равномерная закачка при общем соблюдении баланса и незначительное отклонение забоев скважин от проектных положений (в пределах 1 - 2 м). Несоблюдение этих требований усложняет интерпретацию данных контрольного бурения и снижает точность выполняемых расчетов.

Для сокращения времени работы полигона до достижения требуемой степени извлечения (85-90%) можно уменьшить расстояние между закачными и откачной скважинами или увеличить их производительность. В обоих случаях имеются чисто технические трудности. Так, на глубинах 400 - 700 м в настоящее время практически невозможно пробурить скважины без отклонения фильтра на 3-5 м от проектного положения. Поэтому минимально допустимым расстоянием между откачной и закачными скважинами следует считать 20 - 35 м в соответствии с различной глубиной бурения. Значительно увеличить производительность скважин также невозможно, так как помимо технической сложности и роста затрат на их сооружение определяющим фактором являются фильтрационные свойства продуктивного горизонта.

Ориентировочно время работы полигонов, не имеющих центральной ячейки, до достижения требуемого извлечения, согласно расчету, составляет около 3-лет, а с учетом снижения дебитов скважин в результате кольматационных явлений – 4 - 5 лет.

Принимая во внимание все сказанное выше, можно сделать вывод, что на каждом конкретном месторождении поиск конкурирующих вариантов систем разработки начинают с обоснования схем расположения технологических скважин на его площади.

Классификация схем расположения технологических скважин делятся на три крупных класса, для которых основным определяющим признаком является ориентация рядов однозначных технологических скважин относительно контура рудного тела. Это позволяет осуществлять выбор конкурирующих вариантов схем. К первому классу отнесены поперечные, ко второму —

продольные, к третьему — смешанные схемы расположения технологических скважин.

Поперечные схемы расположения технологических скважин имеют широкое применение. В один класс их объединяет поперечная ориентация рядов технологических скважин одного знака относительно контура рудного тела. В их число входят схемы, которые на площади участка создают сеть скважин, состоящую из гидродинамических ячеек квадратной, прямоугольной или гексагональной формы. Откачные скважины в них располагаются в центре гидродинамической ячейки, а закачные по ее краям.

Все технологические скважины этих схем на практике, как правило, работают в условиях постоянного режима их эксплуатации. В зависимости от предварительно полученных на данном участке месторождения дебитов проектная производительность участка ПВ по растворам обычно достигается варьированием количества закачных скважин, приходящихся на одну гидродинамическую ячейку или откачную скважину[15]. Так, для схем с квадратной или прямоугольной формой ячеек на каждую откачную скважину может приходиться две, четыре или шесть закачных. Для схем с гексагональной формой число закачных скважин постоянно и равно шести.

Практически все известные к настоящему времени схемы могут эксплуатироваться в условиях использования переменных режимов работы их технологических скважин. Для схем данного класса это может достигаться чередованием работающих скважин одновременно в откачных и закачных рядах или чередованием работающих скважин только в откачных рядах, а также чередованием работающих гидродинамических ячеек через одну или при изменении функционального назначения отдельных скважин. Переменные режимы работы технологических скважин способствуют повышению эффективности процесса ПВ, значительно расширяют возможности использования поперечных схем, позволяя осуществлять более обоснованный их выбор применительно к конкретным геолого-гидрогеологическим условиям рассматриваемого месторождения, и расширяют возможности варьирования задаваемыми отношениями дебита откачной скважины к закачной[5].

Продольные схемы расположения характеризуется продольной ориентацией рядов технологических скважин одного знака относительно контуров рудного тела. В число схем, широко использующихся на практике, попадают такие, которые создают на площади месторождения сеть скважин, образующих ячейки квадратной, прямоугольной или гексагональной формы. Откачные скважины в этих схемах располагаются в центре гидродинамической ячейки, а закачные - по ее контурам [11,14,15].

На ячейках прямоугольной (квадратной) формы в зависимости от практической необходимости обычно используют две, четыре или шесть закачных скважин. Для схем с гексагональной формой ячеек количество закачных скважин постоянно и равно шести[12].

В этот же класс попадают такие схемы, которые в практике ПВ нашей страны не используются, но принципиально возможны (например, ячейки треугольной формы с тремя закачными скважинами)[12, с.4].

Все рассматриваемые в данной главе продольные схемы предназначены для эксплуатации в условиях постоянного и переменного режимов работы технологических скважин. Переменные режимы в ходе эксплуатации могут достигаться чередованием работы скважин в откачном и закачном ряду, чередованием работающих ячеек или откачных рядов, а также изменением функционального назначения отдельных скважин[13].

Значительная часть систем, использующих изменение направления потока растворов, пока не нашла широкого применения в добыче урана способом ПВ в нашей стране[13, с.11]. Тем не менее, в предложенном виде этот материал, безусловно, будет представлять практический интерес для специалистов, давая возможность проводить процесс более эффективно и рентабельно, чем раньше[13, с.11].

Смешанные схемы расположения характеризуются тем, что положение рядов технологических скважин в них одного или чередующихся знаков можно рассматривать ориентированным относительно плановых контуров рудного тела одновременно как поперечное, так и продольное. В этих схемах достаточно четко выделяются две самостоятельные группы[13, с.14].

К первой из них относятся схемы, оборудованные такими технологическими скважинами, назначение которых в процессе эксплуатации не изменяется. Из используемых на практике в эту группу в первую очередь входят так называемые схемы "вертикальной фильтрации", разнополюсные технологические скважины которых в каждой гидродинамической (эксплуатационной) ячейке в плане между собой сближены на минимально возможное расстояние[13, с.18]. Причем фильтр закачной скважины оборудуется выше рудного тела, а откачной - ниже его. В результате такой посадки фильтров в разрезе продуктивного горизонта схемы характеризуются преимущественно вертикальной фильтрацией технологических растворов через рудное тело в пределах каждой эксплуатационной ячейки[16]. Для поддержания требуемой производительности участка по растворам, а также для сохранения основного условия - равенства суммы закачиваемых и откачиваемых растворов число закачных технологических скважин, используемых в этих схемах, может быть увеличено.

В первую группу попадают схемы, частично использовавшиеся на практике и рассматривавшиеся в проектных проработках в качестве конкурирующих вариантов. Это схемы с разнесенными в плане ячейки разнополюсными технологическими скважинами, характеризующиеся значительно увеличенным числом закачных скважин, приходящихся на одну эксплуатационную ячейку. В их числе схемы, образующие ячейки квадратной или прямоугольной формы с: восемью закачными скважинами, а также схемы, образующие ячейки гексагональной формы с двенадцатью закачными скважинами[21].

Ко второй группе смешанных схем относятся те из них, в которых функциональное назначение всех технологических скважин в ходе эксплуатации двойное, т.е. одна и та же скважина работает как на закачку, так и на откачку. Характерный признак схем этой группы - режим работы всех технологических скважин в ходе их эксплуатации переменный- Это обстоятельство в целом ряде случаев позволяет исключить из регламента работы скважин их планируемые остановки на проведение чисток фильтров и прифильтровых зон[7].

Из используемых на предприятиях ПВ в эту группу входят однорядные и двухрядные схемы технологических скважин, работающие в чередующемся режиме закачка - откачка, и предназначенные главным образом для разработки сравнительно узких в плане рудных залежей шириной до 50 -80м[9].

Варьирование числом и последовательностью одновременно работающих технологических скважин на цикле закачки и откачки позволяет добиваться следующих результатов[9, с.2-3].

Во-первых, в зависимости от конкретных геолого-гидрогеологических условий рассматриваемого участка получают требуемое соотношение дебита откачных и закачных скважин, а во-вторых, выдерживают одно из требований подземного выщелачивания - соблюдение баланса по объемам закачиваемых и откачиваемых растворов. Эти обстоятельства значительно расширяют возможности использования одно- и двухрядных схем расположения технологических скважин двойного назначения в практике ПВ и повышают их общую эффективность[8].

Один из вариантов режима работы однорядных технологических скважин — схема, позволяющая в процессе эксплуатации создавать чередующиеся по длине ряда замкнутые гидродинамические ячейки [17]. Это достигается поочередным использованием части технологических скважин в качестве барражных, работающих на пластовых водах и создающих так называемые гидравлические завесы (экраны). Применение таких схем позволяет локализовать фильтрацию технологических растворов строго в контурах рудного тела и тем самым сократить их разбавление и повысить концентрацию добываемого из недр урана. Данная схема использовалась в практике проектных проработок[11].

Во вторую группу входят многорядные схемы расположения технологических скважин двойного назначения, образующих равномерную сеть из ячеек квадратной или прямоугольной формы, предназначенную для разработки широких рудных залежей. Определенный режим работы одновременно всех технологических скважин в этих схемах позволяет также повысить эффективность процесса подземного выщелачивания[15].

При выборе проектной производительности предприятия ПВ или его отдельного участка по растворам основным лимитирующим фактором является, как правило, производительность закачных скважин. Эта величина отражает как естественные природные условия продуктивного горизонта, такие, как мощность и фильтрационные характеристики пород продуктивного

горизонта, положение статического уровня подземных вод, так и используемые технические приемы, средства подачи растворов в скважины, а также соблюдение проектного режима работы и качество закачиваемых растворов[10].

Для одних и тех же геолого-гидрогеологических условий продуктивного горизонта разные плановые схемы расположения технологических скважин и режимы их работы с учетом гидродинамической специфики обеспечивают разную производительность как откачных, так и закачных скважин[14].

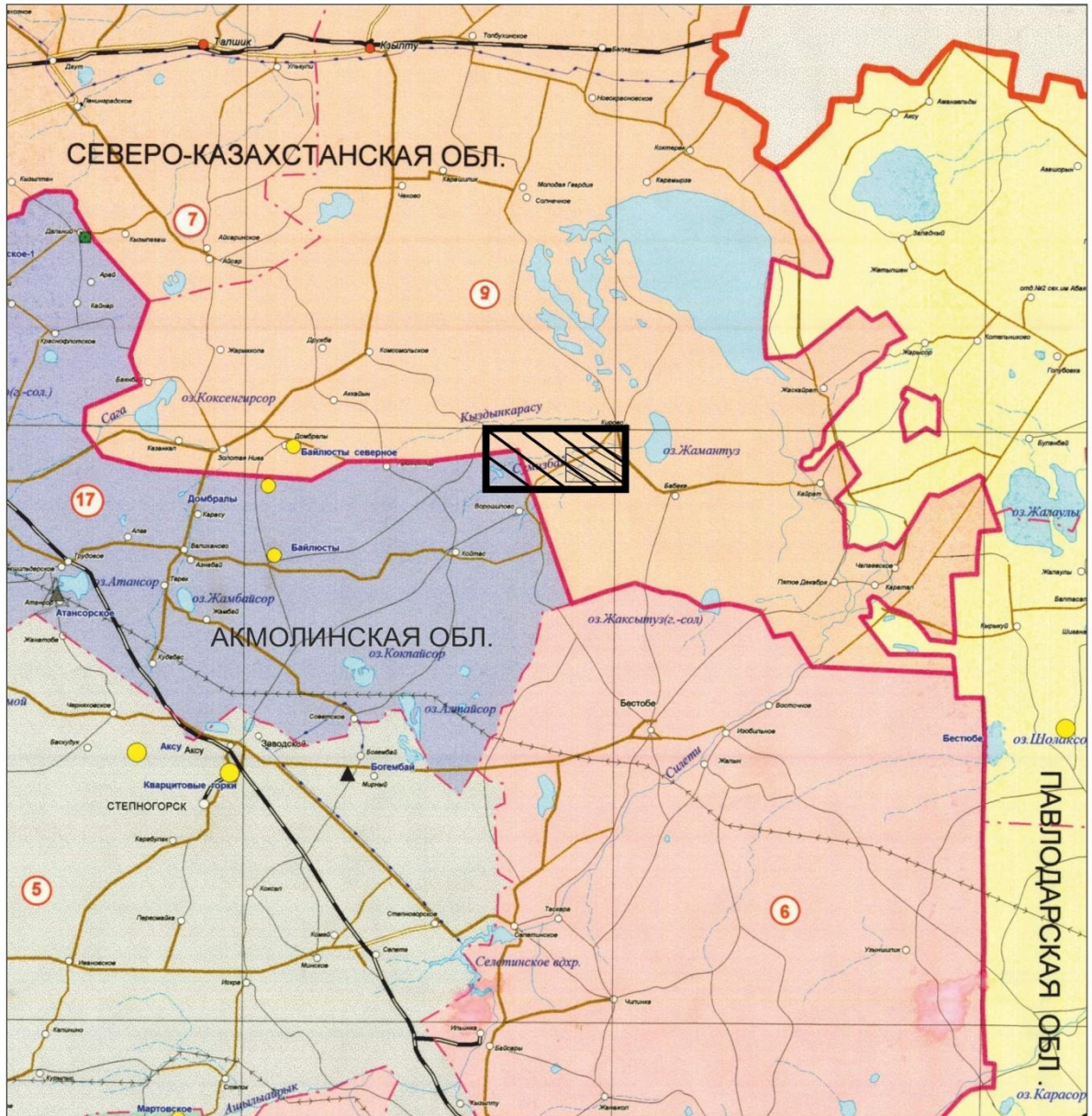
Отношение дебита откачной скважины к закачной Q_o/Q_z в первую очередь определяет возможные варианты расположения технологических скважин и режимы их работы, а соответственно, и возможные варианты систем разработок[14, с.15]. На практике оно изменяется в достаточно широком диапазоне: по известным отечественным месторождениям достигает 4-5, а из опыта зарубежной практики даже 18[15].

Кроме уже указанных параметров продуктивного горизонта на выбор схем существенно влияет также глубина расположения рудного тела от поверхности земли и его ширина в плане. Глубина расположения рудного тела связана с отклонением забоя скважины от проектного положения, которое с глубиной возрастает[15, с.22]. Поэтому с увеличением глубины минимально возможная ширина рудного тела для любой схемы расположения технологических скважин увеличивается, а пределы применимости схем уменьшаются[15, с.23].

1.3 Горно-геологические условия месторождения Семизбай

Месторождение Семизбай расположено на расстоянии 110 км северо-восточнее г. Степногорска на границе Северо-Казахстанской и Акмолинской областей (рисунок 1.8). Месторождение приурочено к северо-восточной окраине Казахского нагорья, которое переходит в Западно-Сибирскую равнину, в районе по наиболее крупным населенным пунктам на севере и юге носящем название Кызылту-Бестюбинского.

Район является одним из наименее экономически освоенных в Северном Казахстане. Ближайшие к месторождению промышленные центры, крупные населенные пункты и железнодорожные станции – г. Степногорск (110 км), Заозерное (120 км), Бестюбе (50 км) и железнодорожная станция Кызылту (100 км) – не имеют с ним транспортной связи. Единственной автомагистралью, соединяющей район месторождения (базу РУ-2) с районным центром Уалиханово (80 км.) и п. Степняк (165 км.) является грейдерная дорога с щебеночным покрытием.



- Административные районы: 5 - Аккольский
 6 - Ерейментауский
 17 - Биржансалский
 7 - Акжарский
 9 - Уалихановский

Масштаб 1: 1 700 000



Рисунок 1.8 - Обзорная карта района работ

История открытия месторождения Семизбай и изученность района подробно освещены в Генеральном подсчете запасов (01.07.1978г.), выполнен Степногорской геологоразведочной партией.

Дополнительно следует отметить, что палеозойское обрамление Семизбайской депрессии в различные годы изучено в масштабе 1:50 000, отдельные участки – в масштабе 1:10 000.

В 1971-1975 гг. научно исследовательской группой ВНИИХТа совместно с геолого – геофизической службой ЦГХК в южной части территории, примыкающей к Селетинской депрессии и названной «Северо– Бестюбинским районом», проведено специализированное геологическое картирование масштаба 1:50000[18]. В результате работ составлена геологическая и прогнозная карты соответствующего масштаба с перспективными участками на уран и золото.

Урановое месторождение Семизбай относится к группе гидрогенных месторождений. Генезис месторождения пластово-инфильтрационный. Месторождение приурочено к песчано-глинистым отложениям. Не выветренные залежи состоят из уранинита, пирита и других сульфидов, заполняющих поры в боковой породе и находящихся обычно в ассоциации с углеродом, который присутствует в форме древесного или асфальтитового материала. Отдельные рудные скопления залегают почти параллельно напластованию и имеют пластообразную, почти удлиненную форму. Большим развитием руды там, где в песчаниках имеются мощные водопроницаемые зоны.

Вмещающие породы представлены песчаниками, глинами, конгломератами, алевролитами. Распределение залежей, как правило, соответствует особенностям осадконакопления, значительно реже они контролируются трещинами и интрузивными породами. Месторождение произошло от глубинного источника, откуда рудный материал был перенесен по трещинам в горизонты водопроницаемых пород и далее к месту своего отложения. Температура во вмещающих породах, возможно, была в пределах от 70 до 120 °С, а давление от 200 до 800 атм. Химические факторы, которые приводили к выделению рудных минералов, говорят о том, что выделение было вызвано восстановлением происходившим, возможно, при распаде органического материала. Осадочные структуры также сыграли важную роль в локализации руды. Форма проницаемых фаций не позволила растворам расплыться слишком широко и обеспечила, таким образом, возможность заметной концентрации металлов при их осаждении из растворов. Кроме того, как показывает приуроченность рудопроявлений к излучинам древних русел и границам более проницаемых зон, некоторые структуры играли роль ловушек для руды. Механизм этих ловушек не понятен; возможно, что их более низкая проницаемость уменьшила скорость просачивающихся рудных растворов до такой степени, что осажденный рудный материал мог сформироваться и закрепиться, по-видимому, путем замещения органического вещества, глины и других пород.

Основной структурой гидрогенного уранового месторождения Семизбай является одноимённая эрозионно-тектоническая депрессия, которая представляет собой древнюю, длительно развивавшуюся долину, выполненную терригенными мезозойско-кайнозойскими отложениями аллювиально-пролювиального генотипа (рисунок 1.9).

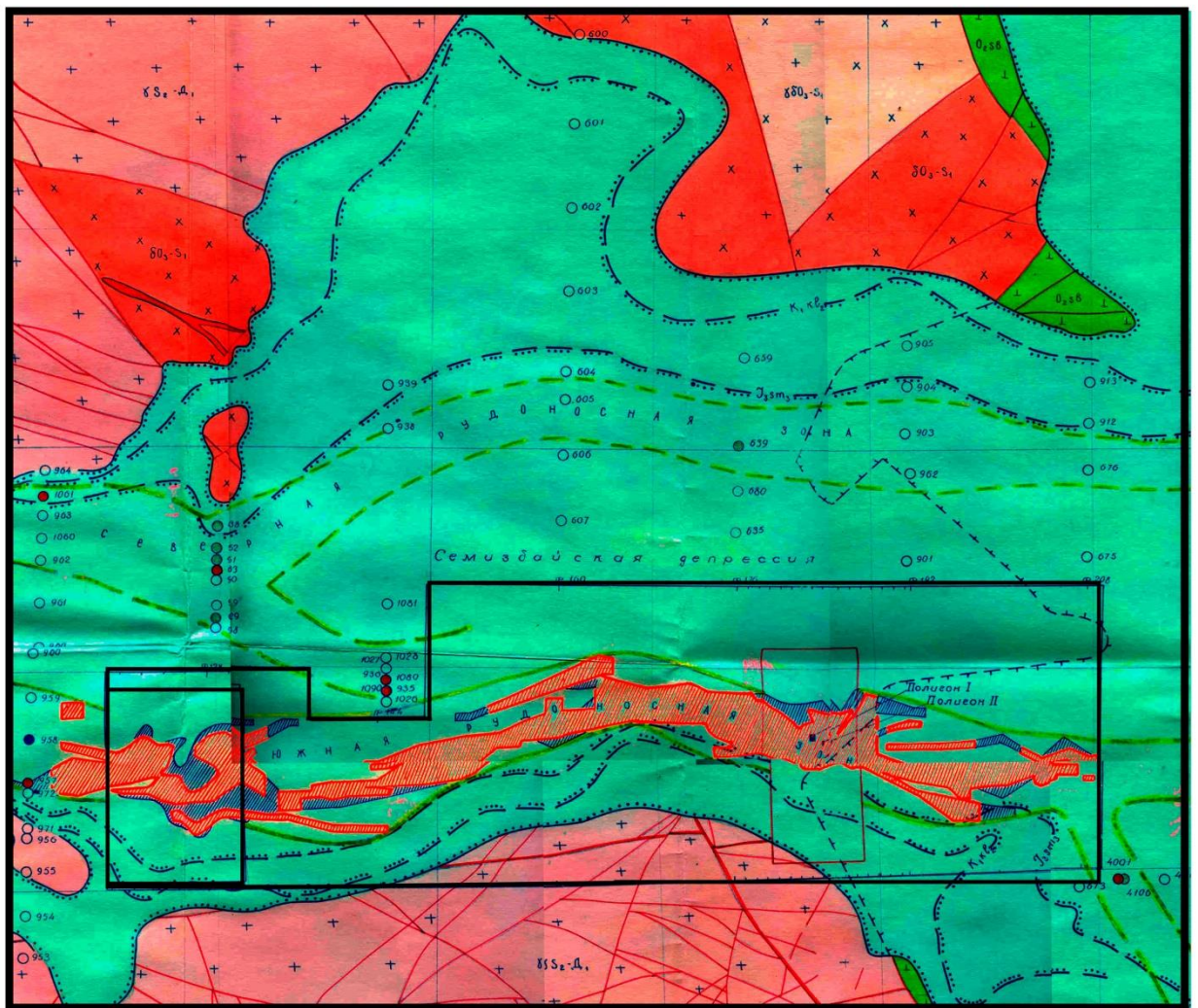
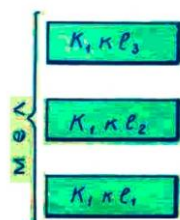


Рисунок 1.9 - Геологическая карта района работ

Осадочные породы

Киялинская свита

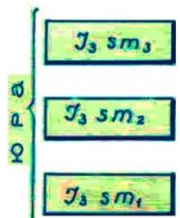


Песчано-глинистый горизонт. Переслаивание пестроцветных песчаников и алевролитов с линзами темносерых глин, лигнитов, углистых алевролитов

Горизонт пестрых глин. Глины с линзами и прослоями песков, алевролитов, гравелитов

Алевролито-песчаниковый горизонт. Алевролиты, песчаники, линзы темносерых углистых алевролитов, песков.

Семизбайская свита



Глинистый горизонт. Глины с линзами и прослоями темносерых алевролитов, аргиллитов, лигнитов, песчаников, гравелитов.

Песчаниковый горизонт. Песчаники с линзами гравелитов, алевролитов, глин, лигнитов, крепких карбонатизированных песчаников

Конгломератовый горизонт. Конгломераты с линзами песчаников, гравелитов, алевролитов, в том числе карбонатизированных

Осадочно-вулканогенные породы



Сарымбайдская свита. Андезитовые порфириты, их туфы, туфопесчаники, линзы и прослои алевролитов, песчаников, гравелитов

Интрузивные породы



Боровской комплекс . Бiotитовые, биотит- амфиболовые граниты (γ, γлS2 -Д)

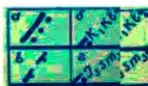


Крыккудукский комплекс
а) Диориты (O3-S1), б) гранодиориты (γбO3)



Контакты пород:
а) стратиграфический несогласные,
б) интрузивные и согласные

Границы распространения кровли:



а) киялинской свиты; б) горизонта пестрых глин;
в) погребенный контакт между интрузивными и эфузивно-осадочными образованиями; г) семизбайской свиты



Контурсы совмещенных проекций рудных залежей:
а) бедные руды; б) балансовые руды

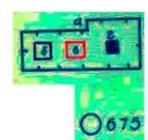


Разрывные нарушения: а) относительно крупные;
б) средние; в) мелкие

Скважины вскрывшие оруденение:



а) некондиционное;
б) бедное (Сборт \geq 0,03%, тс \geq 0.021)



Границы участка детальных работ:
а) сеть 400*100 м; б) сеть 200*50 м;
в) сеть 100*50 м; г) полигоны I и II

Скважины, их номер: поисковые и поисково-разведочные

Рудоносные зоны:

разведочные по категории C1+ C2
оцененные прогнозные запасы
предполагаемые

Основание депрессии и ближайшее обрамление представлены докембрийским кристаллическим основанием и палеозойскими складчатыми образованиями, сложенными гранитоидами Жаман-Койтасского массива и вулканогенно-осадочными породами (порфириты, туфы, песчаники, алевролиты) среднего ордовика.

Семизбайскую депрессию выполняют пёстро - и сероцветные пролювиально-аллювиальные отложения одноименной свиты мощностью от 50-60 м на западе до 180 м на востоке. На большей части депрессии эти отложения с глубоким размывом перекрыты глауконит-кварцевыми песками люллинворской свиты эоцена (в виде останков на западе и повсеместно – на востоке) и песчано-глинистыми породами покурской свиты нижне-верхнего мела (на востоке)[19].

В разрезе мезозойско-кайнозойских отложений депрессии условно выделяется три этажа: нижний, средний и верхний.

Основная часть разреза (нижний этаж) сложена осадками семизбайской свиты (верхняя юра – нижний мел), средний этаж представлен покурской (нижний – верхний мел) и люллинворской (эоцен) свитами, а верхний – только четвертичными образованиями[20]. Урановое оруденение приурочено к речным отложениям семизбайской свиты верхнеюрского и нижнемелового возраста. Весь разрез верхнеюрско-нижнемеловых отложений соответствует единому флювиальному циклу. Осадочные образования рудовмещающей семизбайской свиты представлены большим разнообразием пород по гранулометрическому составу. В строении разреза выделены два мегацикла, которые соответствуют двум подсвитам: нижнесемизбайской ($I_3-K_1St_1$) и верхнесемизбайской ($I_3-K_1St_2$) (рисунок 1.10). Нижняя характеризуется преобладанием аллювиальных, верхняя – делювиально-пролювиальных отложений.

Нижнесемизбайская подсвита занимает углубленную часть палеодолины. В строении (снизу вверх) отмечены: типичные русловые галечники и гравелиты, пойменные алевролиты и глины с лигнитом. В прибортовых частях развиты склоновые комплексы. Нижнесемизбайские образования подразделяются на несколько горизонтов. Конгломератовый горизонт (sm_1^1) сложен плохо сортированными гравийно-галечными отложениями руслового аллювия с множеством фациальных замещений разностями резко отличного гранулометрического состава. Песчаные осадки русла и отложения заиливающихся русел образуют в них невыдержанные линзы мощностью до 2 м. Имеет место развитие полос, ориентированных вдоль долины, сложенных грубыми отложениями мощностью от 20-25 до 40 м. Обычно прослеживается до 3 полос, разветвляющихся и далее снова сливающихся в одну.

В песчаниковом горизонте (sm_1^2), включающем основную руду нижнего рудоносного горизонта (НРГ), выделены собственно аллювиальные, склоновые и переходные образования. Русловые отложения, распределенные в виде струй, располагаются почти целиком вдоль более крутого южного

борта депрессии, отделяясь от борта узкой полосой переходных к склоновым образований.

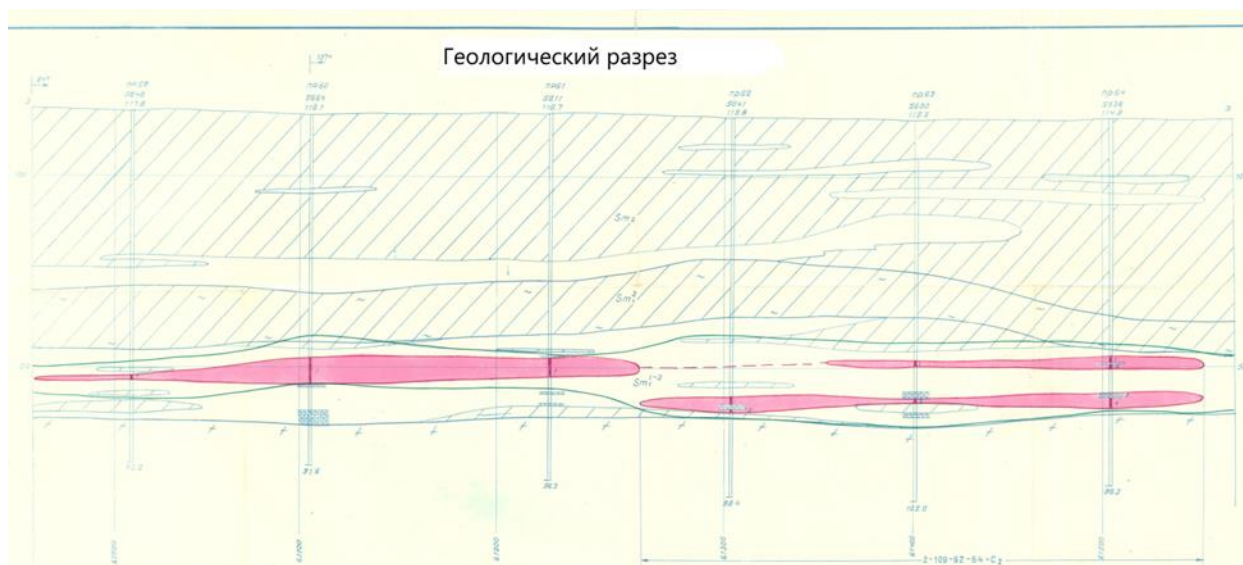


Рисунок 1.10 - Геологический разрез

Среди русловых отложений фации заиляющихся русел, обогащенные углистыми растительными остатками, залегают в кровле или верхней части НРГ, образуя устойчивые прослои и пачки от 0,5 до 10 м мощности. В направлении к северному борту депрессии заметно постепенное замещение русловых отложений пойменными [18,19]. Последние в северной половине депрессии представлены преимущественно зеленовато-серыми глинами и алевритами фаций зарастающих пойм. Склоновые отложения в пределах песчаникового горизонта подчинены аллювиальным и развиты в виде узких полос вдоль бортов и небольших конусов вблизи устьев палеопритоков. Переходные образования слагают узкую полосу у южного борта и представлены переслаиванием пестроцветных гравийно-песчаных склоновых и сероцветных пойменных отложений. Для удобства проектирования отработки рудных тел, которые встречаются по всему водопроницаемому разрезу подсвиты, условно выделены три подгоризонта (снизу вверх): конгломератовый (базальный), песчано-гравийный (переходный), собственно песчаниковый, слагающий верхнюю половину разреза и вмещающий подавляющую часть запасов.

Глинистый горизонт (sm_1^3) сложен преимущественно сероцветными пойменными отложениями, а в прибортовых частях – склоновыми. В подошве горизонта, на русловых песках песчаникового горизонта, залегают мелкозернистые глинистые песчаники, алевриты прирусловых частей поймы, глины мощностью 3-15 м. Выше они сменяются зеленовато-серыми алевропесчаниками внутренней части поймы, имеющей мощность 10-40 м, у кровли горизонта развиты пестрые алевро-глинистые отложения пересыхающих и зарастающих пойм и пойменных озер.

Нижний рудоносный горизонт (НРГ) соответствует конгломератовому, песчано-гравийному и песчаниковому подгоризонтам. Его мощность колеблется от 20 на западе до 60 м на востоке депрессии. Основной объём проницаемых отложений тяготеет к южному борту депрессии.

Верхнесемизбайская подсвита распространена более широко, залегая с размывом на нижнесемизбайской. Во внутренних частях палеодолины в основании подсвиты залегают русловые сероцветные песчаники, а также пойменные глины с растительным детритом. Выше развиты существенно глинистые отложения, занимающие основной объём подсвиты. В прибортовых частях широко развиты склоновые комплексы. Верхнесемизбайские образования подразделены на несколько горизонтов.

Алевро-песчаниковый горизонт (sm_2^1). Здесь широким развитием пользуются красноцветные склоновые отложения, представленные переслаивающимися отложениями веерной и потоковой фаций. Аллювий в горизонте развит менее широко, нежели в нижележащих образованиях, линзы значительно варьируют по ширине и мощности. Обычно выделяются две линзы русловых песков мощностью от 2 до 15 м, залегающих на разных уровнях и тяготеющих к северному и южному прибортовым частям, тогда как центральная часть депрессии занята в основном пойменными отложениями. Соотношения между делювием и русловыми образованиями различны. Линзы русловых отложений горизонта сложены преимущественно гравийно-песчаными и песчаными породами. В кровле линз обычно залегают глинистые песчаники заиливающихся русел, в подошве – гравелиты и конгломераты, иногда глинистые, стречневых фаций.

Алевро-глинистый и песчаниково-глинистый горизонты (sm_2^2 и sm_2^3 соответственно) сложены красноцветными алевро-глинистыми породами веерной фации. В алевро-глинистом горизонте наблюдается полная фациальная зональность склоновых отложений. В строении песчано-глинистого горизонта преобладают пёстроцветные глины фации временных пересыхающих водоемов. Таким образом, сероцветные проницаемые отложения русел слагают почти полностью конгломератовый и песчаниковый горизонты и нижнюю часть алевро-песчаникового горизонта. Глинистый, алевро-глинистый и песчаниково-глинистый горизонты сложены преимущественно непроницаемыми тонкозернистыми отложениями и образуют промежуточный и верхний водоупоры.

Верхний рудоносный горизонт (ВРГ) приурочен к алевро-песчаниковому горизонту. Его мощность 10-40 м. В составе преобладают пёстро- и красноцветные склоновые отложения.

Стратиграфически выше семизбайской свиты известны образования апт-сеномана - покурской (леньковской) свиты, представленные терригенными континентальными образованиями мощностью до 10 м. Отложения верхнего мела (кузнецовская, славгородская и ганькинская свиты) распространены ограниченно, в пределах собственно месторождения не отмечены. Все это

морские и мелководно-морские преимущественно песчаные и песчано-глинистые образования.

К кайнозойскому комплексу относятся морские и прибрежно-морские отложения эоцена и континентальные – олигоцена, неогена и антропогена. Низы кайнозойских образований в районе месторождения представлены кварцитовидными песчаниками и глауконит-кварцевыми песками верхнего люлюновора, имеют спорадическое распространение и мощность – до 10 м. Прибрежные и лагунно-дельтовые аналоги тавдинской свиты в районе месторождения имеют вид сложно построенной толщи песков, алевроитов с прослоями глин и линзами кварцевых песчаников мощностью до 15 м.

Континентальный кайнозой начинается озерно-болотными и аллювиальными аналогами атлымской свиты (русловые пески, лигнит, глины и т.п.). Выше отмечаются аллювиально-озерные песчано-глинистые толщи новомихайловской свиты, спорадически – пески и гравийники журавской свиты. Суммарная мощность континентального олигоцена не превышает 20 м.

Неогеновые и четвертичные отложения представлены разнообразными глинами, суглинками, песками, покрывающими почти сплошным маломощным чехлом всю территорию Семизбайской депрессии. Мощность их обычно до 10-12 м, редко, обычно в пределах миоценовых палеодолин, достигает 60 м.

Семизбайское месторождение по всем прямым и косвенным признакам относится к гидротермальному типу III группы сложности. Оно отчетливо контролируется широтным блоковым разломом глубокого заложения с амплитудой вертикального перемещения гранитного ложа до 100 с лишним метров. Разломная зона протяженностью до 20 км и шириной до 2 - 3 км, сопровождаемая многочисленными оперениями разных направлений, представляет собой трогообразную наклоненную к южному борту палеодолину, заполненную рыхлыми преимущественно верхнемеловыми и в меньшей степени палеогеновыми и неоген-четвертичными отложениями. Наблюдается очень слабая сортированность материала, мелколинзовый и тонкослоистый характер оруденелых песков и глин, сильно осложняющих и даже исключающих уверенную увязку литологических разновидностей на разрезах (при шаге скважин 25 м). Кроме того, часто встречающиеся резкие переходы рудных песков в глины связаны с перемещениями глыб и обрывков при тектонических активизациях, в том числе пострудной стадии [18-19]. По геотехнологическим особенностям для отработки способом ПВ месторождение Семизбай относится к категории самых сложных [21]. В таблице №1.3 сравниваются некоторые наиболее важные для ПВ характеристики с действующими объектами южных провинций (ШС и СД). Из сопоставления показателей видна сравнительно трудная извлекаемость урана, а также разительно низкие фильтрационные свойства руды Семизбайского месторождения, что всецело связано с геологической средой рудообразования, совершенно несопоставимой с южно-казахстанскими

объектами.

Таблица 1.3- Характеристика по горно-геологическим данным

Показатели	Семизбай	ШС и СД
Рудовмещающие отложения	Тонкое чередование песков, алевритов и глин; пески линзовидные, неоднородные, плохо промытые	Пески прибрежно-морские, однородные, промытые; залегание в виде выдержанных горизонтов
Глинистость рудных песков, %	20-30	10-15
Фильтрационные свойства руд Кф, м/сут	1 - 1,5	5 - 10
Наличие нижних водоупорных горизонтов глин	Практически отсутствуют	В основном имеются
Извлекаемость урана из недр в % растворами H ₂ SO ₄ , г/л: -10-15 (для легко извлекаемого 1 урана) -20-25 (для трудно извлекаемого 5 урана)	-50 ~80	~80 – 90 -100

1.4 Современное состояние горных работ на месторождении

Основная добыча осуществляется на участке №1. Вскрытие намеченных к работе участков рудных тел геологических блоков залежей технологическими скважинами (откачными, закачными, наблюдательными и др.), объединёнными в технологические блоки осуществляется на восточном и северо-восточном флангах месторождения (участок №1). Скважины обеспечивают подачу выщелачивающих (рабочих) растворов с поверхности в рудовмещающий водоносный горизонт, их принудительную фильтрацию с выщелачиванием из руд урана, подъём урансодержащих продуктивных растворов на поверхность и их транспортировку на перерабатывающий комплекс для сорбционного извлечения урана.

Рудные тела месторождения Семизбай залегают в пределах глубин 60-130 м.

Для лентообразных, вытянутых в широтном направлении рудных залежей, сформированных балансовыми рудными телами, характеризующимися сложной морфологией и резко извилистой формой выклинивания рудных линз, промышленная обработка геологических блоков ведется с разной сетью расположением скважин. Схема технологических

скважин в основном располагаются в меридиональные ряды, т.е. в крест простирания телескопированных рудных тел. Расстояние между откачными скважинами – 25м, закачными – 25м; расстояние между рядами – 30м, а также между откачными скважинами – 20м, закачными – 20м; расстояние между рядами – 25м и гексагональная схема. На многоуровневое (до 3-4-х) расположение рудных тел схема расположения скважин между уровнями до 5м. Главным условием в расчётах межскважинных расстояний, при любой схеме расположения скважин, является создание фактической скорости фильтрации технологических растворов по прямой линии тока не менее 1,0-1,1 м/сут.

Эксплуатационная разведка для уточнения контуров рудных тел ведется попутно пилотами технологических скважин, проходимых в первую очередь на нижележащие рудные горизонты. Таким образом, одними и теми же скважинами уточняется морфология всех рудных тел, залегающих на разных глубинах. Скважины бурятся по профилям от центра рудных тел к периферии. Данная методика, проверенная на практике, даёт значительную экономию объемов бурения.

Опытом работ установлено, что фактические границы выклинивания балансового оруденения (за редким исключением) не совпадают с границами существующих геологических блоков. С учётом сложной морфологии рудных тел и, как правило, причудливых границ их выклинивания, окончание технологического ряда скважин определяется, при необходимости, краевыми эксплуатационно-разведочными скважинами, пробуренными в этих рядах за границей оруденения.

При различных схемах расположения технологических скважин принимается во внимание:

- опыт ГПР и эксплуатации месторождения Семизбай, а также полигонов скважин других месторождений;
- литолого-фильтрационные свойства участков;
- многоуровневое (до 3-4-х) расположение рудных тел (телескопирование) и вытянутая форма геологических блоков при резко переменной ширине; причём многие из них сложены мелкими (500-700 м²) линзовидными рудными телами

Для наблюдения за процессами закисления и выщелачивания, а также фиксации растекания технологических растворов, дополнительно к существующим запланировано сооружение новых наблюдательных скважин следующего назначения[22]:

- внутриблочные, с целью контроля скорости процессов закисления и выщелачивания с посадкой фильтра на рудное тело и выше рудного тела;
- за контуром технологических блоков на продуктивный горизонт; располагаются по профилям, пересекающим промышленные участки в направлении естественного потока подземных вод;

Региональные скважины бурятся, согласно «Регламенту использования наблюдательных скважин за техногенным воздействием процесса ПСВ на

подземные воды», для оценки влияния водозаборов и естественного потока на движение ореола подземных вод в продуктивном горизонте.

На добычном полигоне для обеспечения необходимого дебита откачных скважин принимается насосный способ раствороподъёма.

На участке № 1, расположенном на расстоянии порядка 0,8 км от промышленной площадки Рудника ПСВ, подача растворов ПР осуществляется погружными насосами, откачных скважин, непосредственно в пескоотстойник ПР промплощадки.

Разводка трубопроводов от технологических узлов закисления (ТУЗ) до отдельных узлов приёма и распределения растворов (УПРР) выполняется из труб ПНД диаметром 160 мм. В качестве магистрального трубопровода от проектируемых блоков до промплощадки приняты трубы ПНД диаметром 400-630 мм. Разводка по отдельным узлам распределения выщелачивающих растворов (УПРР) от технологических узлов закисления (ТУЗ) выполняется из труб ПНД диаметром 225 мм.

Давление в магистральных трубопроводах выщелачивающих растворов (5÷8 атм.), создаётся закачными насосами технологической насосной станции (ТНС), расположенной на промплощадке рудника ПСВ.

На случай непредвиденных остановок производства, в зимнее время для предотвращения замерзания технологических растворов, предусматривается обваловка магистральных трубопроводов ПР и ВР грунтом.

Подкисление выщелачивающих растворов проводится в технологическом узле закисления (ТУЗ), подача растворов в закачные скважины осуществляется через узлы приёма и распределения растворов (УПРР), сбор продуктивных растворов с откачных – через узлы приёма и распределения растворов (УПРР).

Обвязка закачных скважин с УПРР осуществляется трубами ПНД-40 мм, а откачных – трубами ПНД-50 мм, заглубленными в грунт на 1,8÷2,0 м.

Соединение труб поверхностной обвязки откачных скважин ПНД-50 мм с нагнетательными патрубками погружных насосов осуществляется через переходник шлангом ШАПП-63 мм.

Выбор сети технологических скважин производится по аналогии и проведением опытных работ, а предлагаемые технологии повышения эффективности подземного скважинного выщелачивания ограничиваются повышением содержания серной кислоты, применением различных реагентов, что требует дополнительных материальных и трудовых затрат.

1.5 Выводы по главе

При разработке сложных гидрогенных месторождений могут использоваться разные схемы расположения скважин. Для повышения эффективности вскрытия и отработки линзообразных, а также многоярусных руд в условиях Семизбайского месторождения требуется решение следующих задач:

-исследовать влияние различных схем и параметров расположения технологических скважин и определить оптимальную схему вскрытия блоков для повышения эффективности ПСВ урана;

-обосновать применение различных реагентов для интенсификации процесса выщелачивания урана и восстановления производительности скважин;

- провести технико-экономическую оценку предлагаемых технологических решений

2 ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СХЕМАХ ИХ РАСПОЛОЖЕНИЯ

2.1 Исследования по определению параметров скважин и схем их расположения

Расчет основных прогнозных геотехнологических показателей отработки блоков участков № 1 и № 2 месторождения Семизбай выполнен по разработанным в АО «НАК «Казатомпром» и адаптированным для эксплуатируемых месторождений формулам с использованием программы «Рудник», в которых приняты следующие условные обозначения [23]:

- mU – средняя продуктивность рудного тела, кг/м²;
- m – средняя рудная мощность, м;
- c – среднее содержание урана в руде, %;
- mc – продуктивность в метропроценте, м%;
- $M_{пр.}$ – мощность проницаемых отложений блока, м;
- $M_э$ – эффективная мощность закисляемого продуктивного горизонта, м;
- ρ_p – плотность пород рудного горизонта, т/м³;
- $S_{бл.}$ – площадь блока, тыс. м²;
- $V_{руд.}$ – объём руды, тыс. м³;
- $V_{пр.}$ – объём проницаемых отложений блока, тыс. м³;
- $Q_{руд}$ – рудная масса блока, тыс. т;
- $Q_{ГРМ}$ – горнорудная масса закисляемого продуктивного горизонта, тыс. т;
- K_f – коэффициент фильтрации растворов в рудной части горизонта, м/сут;
- V_f – скорость фильтрации растворов, м/сут;
- R_o – оптимальный радиус ячейки, м;
- R_c – радиус технологической скважины, м;
- $N_{отк.}$ – количество откачных скважин, скв.;
- $N_{зак.}$ – количество закачных скважин, скв.;
- n – отношение количества закачных скважин к откачным;
- S_o – депрессия на откачных скважинах, м вод. ст.;
- S_n – компрессия на закачных скважинах, м вод. ст.;
- S_k – показатель скин-эффекта;
- K_p – коэффициент эффективной пористости;
- β – отношение скорости выщелачивания к средней скорости фильтрации раствора;
- f – отношение Ж:Т;
- $T_э$ – время эксплуатации, лет;
- $T_{зак.}$ – время закисления, дней;
- $K_{извл.}$ – коэффициент извлечения, %;

C_1 – параметр, определяющий кинетику процесса выщелачивания урана в ячейке;

C_1^1 – параметр, определяющий скорость изменения концентрации урана в растворе.

Главным условием в расчётах межскважинных расстояний, при любой схеме расположения скважин, является создание фактической скорости фильтрации технологических растворов по прямой линии тока не менее $1,0 \div 1,1$ м/сут.

Расчёт межскважинных расстояний выполняется по формуле:

$$R_o = \frac{1.157 \times K_{\phi} \times (nS_H + S_o) \times \ln(\ln \frac{R_1}{R_c})}{1.366 \times 10^2 \times K_{п} \times V_{\phi}} \quad (1)$$

На месторождениях урана, обрабатываемых ПСВ, для вскрытия рудных тел используется несколько вариантов сетей расположения технологических скважин, краткая характеристика которых сводится к следующему:

Рядная схема (линейная схема) – представляет собой чередование рядов откачных и закачных скважин [24]. Она удобна и эффективна при эксплуатации вытянутых и узких в плане залежей или небольших по площади изолированных рудных тел. Отрицательные стороны – использование её на широких залежах практически невозможно без некоторого завышения Ж:Т, а также необходимости дополнительных мероприятий таких, как изменение потоков, периодические остановки отдельных панелей для соблюдения баланса растворов, блокирование обоих концов откачных рядов закачными скважинами и т.д.

Гексагональная (ячеистая) схема вскрытия наиболее эффективна при отработке широких рудных залежей [25]. Она позволяет эффективно управлять процессом ПСВ, легко расширяется в любую сторону, отличается равномерностью отработки рудного горизонта, наиболее напряжённым гидродинамическим режимом и т.д. Недостаток - для узких, прихотливых залежей мало эффективна.

При изучении материалов на исследуемом месторождении для выбора схемы расположения технологических скважин основными показателями были приняты производительность ($\text{м}^3/\text{ч}$) и частота кольматации скважин.

В ходе исследования были собраны статистические данные работы технологических скважин при гексагональной (таблица 2.1) и рядной схемах (таблица 2.2) расположения.

Таблица 2.1 - Снижение дебита из-за кольтатации при гексагональной схеме

Дата	СКВ №1	СКВ №2	СКВ №3	СКВ №4	СКВ №5	СКВ №6	СКВ №7	СКВ №8	СКВ №9
01.04.2015	2,2	8,8	8,9	н/з	4,8	2,4	5,4	н/з	6,1
02.04.2015	2,2	7,8	9	н/з	4,7	2,4	5,3	н/з	6,1
03.04.2015	2,2	7,8	9	н/з	4,7	2,4	5,3	н/з	6,1
04.04.2015	2,2	7,8	9	хрвс	4	н/з	5,3	4,8	6,1
05.04.2015	н/з	7,8	9	2,2	н/з	н/з	5,3	4,7	6,1
06.04.2015	н/з	5,2	9	2	хрвс	н/з	5,3	4,6	5,9
07.04.2015	н/з	7,8	9	2,2	8	4	5,3	4,5	6,1
08.04.2015	2,2	5,3	9,6	н/з	7,9	8,9	5,2	4,5	5,8
09.04.2015	2,2	н/з	9,6	хрвс	7,9	8,9	5,2	4,6	5,3
10.04.2015	3	н/з	8,5	6	7,9	8,9	5,2	4,6	5,3
11.04.2015	3	хрвс	8,5	6	7,9	8,9	5,2	4,6	5,3
12.04.2015	2,8	6,8	9,6	2,9	6,8	8,9	5,2	4,6	5,3
13.04.2015	2,5	6,6	8,8	2,9	6,3	8,9	5,2	4,6	5
14.04.2015	3,1	6,2	9,6	2,9	5,7	9	5,1	4,1	4,8
15.04.2015	2,8	5,6	9,6	2,9	5,4	9	5	4,1	4,7
16.04.2015	2,8	5,2	9,7	2,8	3,2	9	5,1	4,8	4,5
17.04.2015	2,8	4,8	9,7	2,7	3,2	9	5,1	4,3	3,7
18.04.2015	2,8	4,8	9,7	2,7	3,2	9	5,1	4,3	3,7
19.04.2015	2	4,8	9,7	2,7	3,2	9	5,1	4,3	рвр
20.04.2015	2,1	4	8,6	2,4	нз	9	5,1	3,9	нз
21.04.2015	2,1	3,9	9,7	2,3	нз	9	5,1	3,9	хрвс
22.04.2015	2	3,5	8,5	2,4	хрвс	9	5	3,7	нн
23.04.2015	2,1	нз	8,6	нз	8,3	9,1	5	нз	6,6
24.04.2015	нз	хрвс	8,5	нз	8,3	9,1	5	нз	6,5
25.04.2015	нз	8,4	9,1	нз	8,2	8,9	4,9	нн	6,3
26.04.2015	нз	8,6	8,5	нз	8,2	8,9	4,9	4,1	6,1
27.04.2015	нз	8,6	8,5	нз	8,2	8,9	5	4,1	6,1
28.04.2015	2,5	9,1	8,2	нз	8,2	9	5	нз	5,3
29.04.2015	2,4	8,7	8,3	хрвс	8,1	9	5	нз	5,1
30.04.2015	2,3	8,6	9,6	3,3	8	9	5	хрвс	4,7

Таблица 2.2- Снижение дебита из-за кольтматации при рядной схеме

Дата	СКВ №1	СКВ №2	СКВ №3	СКВ №4	СКВ №5	СКВ №6	СКВ №7	СКВ №8
01.04.2015	3,7	3,6	8,4	7,8	6,4	8	7,6	7
02.04.2015	3,7	3,5	8,4	7,8	6,4	8	7,6	7
03.04.2015	3,7	3,5	8,3	7,8	6,3	8	7,6	7
04.04.2015	3,6	3,5	8,5	7,9	6,3	8	7,6	6,8
05.04.2015	3,6	х/о	8,5	7,8	6,2	8	7,7	6,7
06.04.2015	3,6	х/о	8,5	7,8	6,2	8	7,7	6,7
07.04.2015	хрвс	3,5	8,4	7,1	6,1	8	7,6	6,8
08.04.2015	4	3,5	8,5	7,1	6,1	8	7,5	6,8
09.04.2015	4	3,5	8,5	7,1	6,1	8	7,5	6,8
10.04.2015	3,8	3,5	8,5	7,1	5,9	8	7,5	6,6
11.04.2015	3,8	3,5	8,5	7,1	5,9	8	7,5	6,6
12.04.2015	3,8	3,5	8,5	7,1	5,9	8	7,5	6,6
13.04.2015	3,8	3,5	8,5	7,1	5,9	8,1	7,5	6,6
14.04.2015	3,8	3,5	8,5	7,1	5,9	8	7,5	6,6
15.04.2015	3,8	3,5	8,5	7,1	5,9	8	7,5	6,6
16.04.2015	2,9	3,4	8,5	6,7	5,7	8	7,5	6,8
17.04.2015	2,8	3,4	8,4	6,7	5,7	8	7,5	6,8
18.04.2015	2,8	3,4	8,3	6,7	5,7	8	7,5	6,8
19.04.2015	2,7	3,4	8,3	6,7	5,7	8	7,5	6,8
20.04.2015	2,7	3,3	8,5	6,7	5,6	8	7,6	6,4
21.04.2015	2,7	3,4	8,4	6,5	5,6	8	7,5	6,4
22.04.2015	2,7	3,4	8,4	6,5	5,6	8	7,5	6,4
23.04.2015	2,7	3,4	8,4	6,5	5,6	8	7,5	6,4
24.04.2015	2,7	3,6	8,4	6,5	5,4	8	7,5	7,5
25.04.2015	2,7	3,6	8,4	6,5	5,4	8	7,5	7,5
26.04.2015	2,7	3,6	8,4	6,5	5,4	8	7,5	7,5
27.04.2015	нз	3,6	8,4	6,5	5,4	8	7,5	7,5
28.04.2015	хрвс	3,4	8,4	6,5	5,4	7,9	7,9	7,5
29.04.2015	4,5	3,4	8,4	6,5	5,4	7,9	7,9	7,5
30.04.2015	4,5	3,4	8,4	6,5	5,4	7,9	7,9	7,5

Обработкой данных таблиц были получены зависимости частоты кольтматации за месяц работы скважин при различных схемах их расположения (рисунок 2.1; рисунок 2.2).

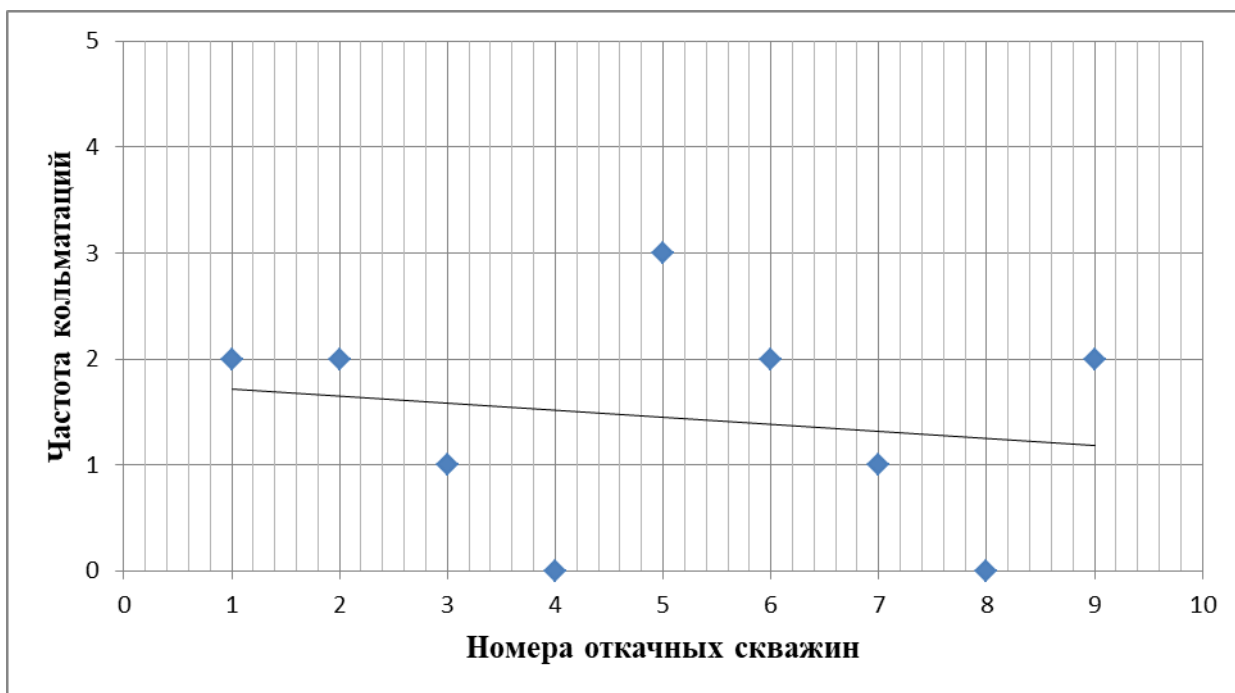


Рисунок 2.1- Гексагональное расположение откачных скважин

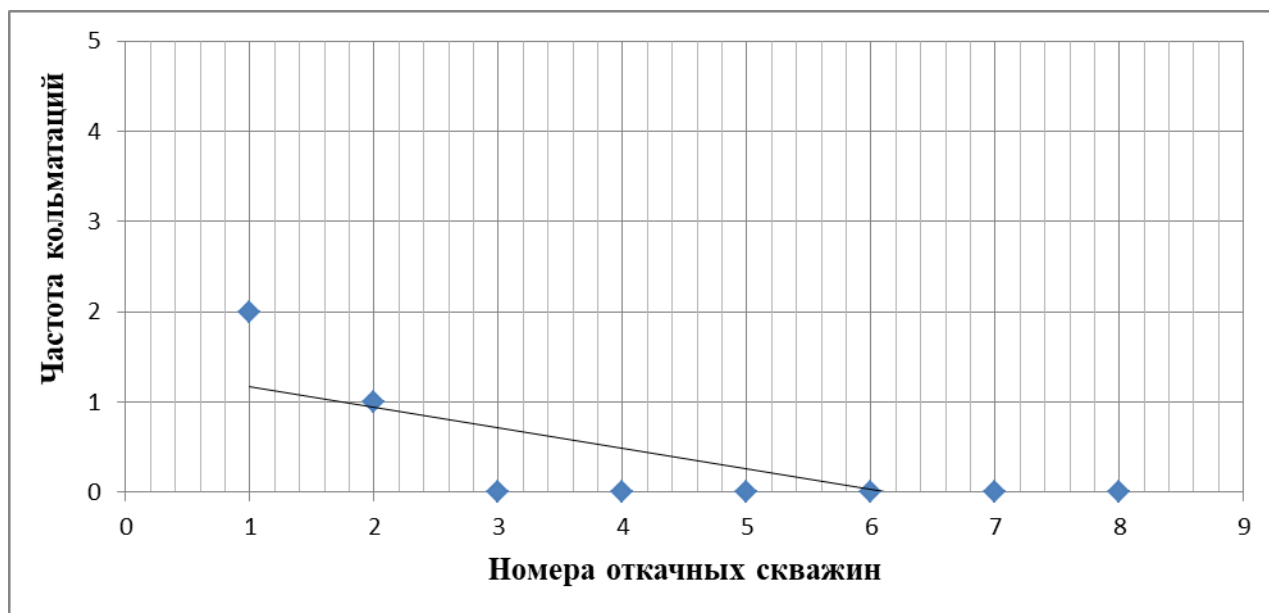


Рисунок 2.2 - Рядное расположение откачных скважин

Как показывают наблюдения, при гексагональной схеме расположения скважин в течение 1 месяца наблюдается снижение дебита семи скважин (рисунок 2.3) от 4% до 61%, а в двух скважинах из девяти скважин кольматации не было. В остальных скважинах частота кольматации в среднем составляет 2 раза, иногда 3 раза с продолжительностью межремонтного цикла их работы до 30 дней.

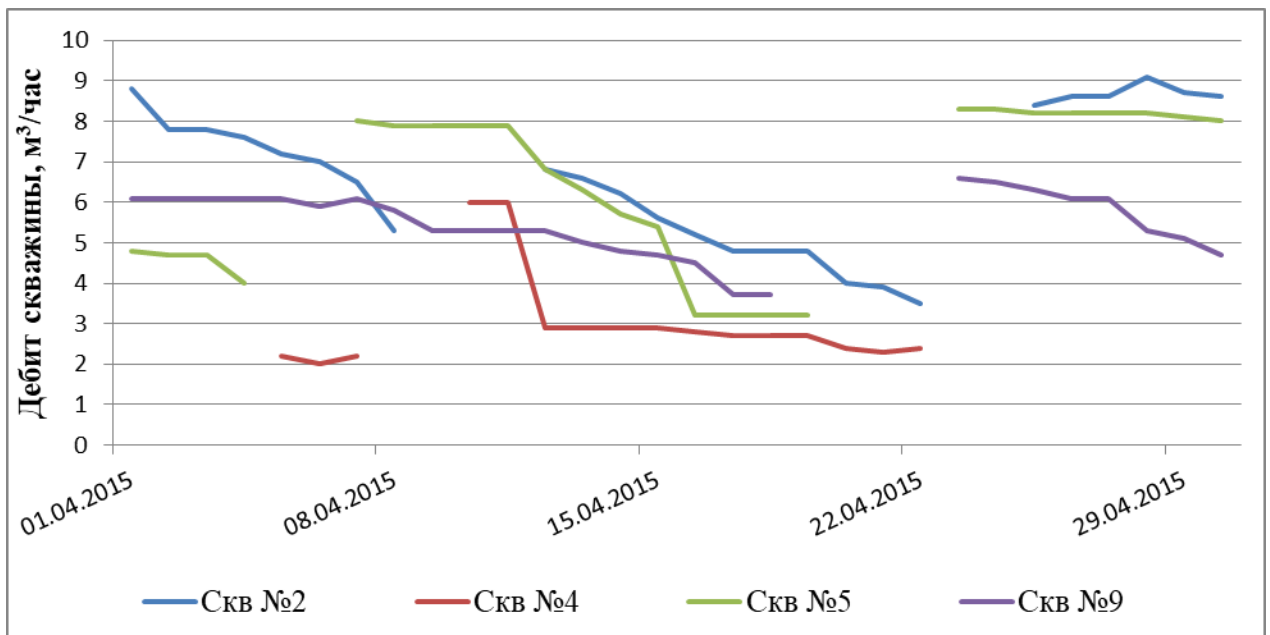


Рисунок 2.3 - Снижение дебита при гексагональной схеме расположения скважин

При применении рядной схемы расположения за тот же период (рисунок 2.4), наблюдается снижение дебита 2-х скважин максимум до 6%, а в шести скважинах остановки работы не было. Частота кольматации в среднем составляет 1 раз, с продолжительностью межремонтного цикла их работы 30 дней.

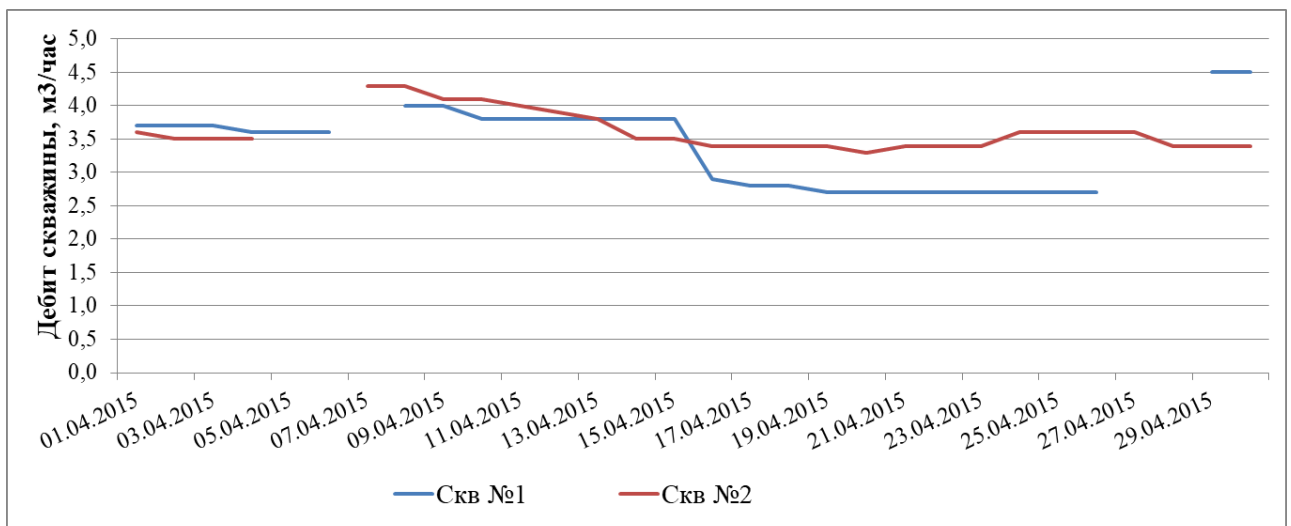


Рисунок 2.4 - Снижение дебита при рядной схеме расположения скважин

В результате проведенных исследований можно сделать вывод о том, что при горно-геологических условиях данного месторождения эффективным с точки зрения сохранения необходимого дебита скважин и

минимизации частоты кольматации является рядная схема расположения скважин.

2.2 Исследования по определению оптимального расстояния между скважинами для повышения эффективности отработки

На участке № 1 исследуемого месторождения, где геологические блоки представлены, в основном, вытянутыми в широтном направлении рудными телами с извилистыми контурами, а также многочисленными мелким блоками, вскрытие проводится рядной схемой расположения скважин.

На участке № 2, рудные тела вскрывались первое время гексагональной схемой. Впоследствии, на площадях где руды имели вид узких и извилистых контуров и проявлялись группы мелких блоков, для вскрытия использовалась рядная система расположения скважин.

При рассмотрении различных схем расположения технологических скважин были приняты во внимание следующие факторы:

- имеющийся опыт эксплуатации полигонов скважин различных месторождений;
- критические значения удельных дебитов и приёмистостей технологических скважин;
- литолого-фильтрационные свойства участков № 1 и № 2;
- продуктивность оруденения;
- отношение эффективной мощности продуктивного горизонта к мощности рудных тел;
- расположение рудных тел и ширина геологических блоков участков № 1 и № 2.

На объекте исследования руды и рудовмещающие породы по гранулометрическому составу являются песчано-глинистыми, с разными коэффициентами фильтрации. По химическому составу урановые руды являются алюмосиликатными, низкокарбонатными (менее 2% двуокиси углерода), частично углефицированным и сульфидизированными.

Полезные компоненты в руде представлены легко растворимыми в серноокислотных растворах минералами, локализованными среди основной массы нерастворимых и труднорастворимых минералов. Урановые минералы установлены в глинистом и карбонатном цементе, в органическом веществе и в ассоциации с минералами железа – пиритом, марказитом, гидроокислами железа. Помимо этих компонентов руд к растворимым минералам относятся карбонаты (кальцит, доломит, сидерит), слоистые алюмосиликаты (хлорит, монтмориллонит, каолинит). Руды месторождения по содержанию относятся к рядовым монометальным.

В соответствии с морфологией, гидрогеологическими условиями рудных залежей как описано выше для эксплуатации применяются линейные (рядные), ячеистые, комбинированные и гексагональные схемы расположения технологических скважин. При многоярусных залеганиях

руды (до 3-4-х рудных тел) расстояние между скважинами различных уровней в схеме расположение скважин составляет до 5м. Соотношение числа откачных и закачных скважин во всех системах рекомендуется более 1:2, так как это позволяет соблюдать главное условие - баланс откачиваемых и закачиваемых растворов. При различных конструкциях откачных и закачных скважин, соотношения между их числом может быть другим.

Эксплуатация технологических блоков в условиях исследуемого месторождения показывает, что при разных сетях бурения наблюдаются отличия во времени отработки блока, а также в количестве расходуемых реагентов. В связи с этим были проведены экспериментальные работы, которые включены в данное исследование для выбора оптимальной сети бурения.

Схемы технологических скважин, в основном, располагаются поперек простирания рудных тел. Различные виды сетей бурения, применяемые на данном месторождении, и параметры технологических скважин представлены в таблице 2.3

Таблица 2.3 - Параметры сети бурения технологических скважин

№ технологических блоков	Сеть бурения, расстояние в метрах (закач.*отк.*ряд)
Блок 1	25×25×30
Блок 2	20×20×20
Блок 3	25×25×25

Расстояние между закачными скважинами – 25м откачными – 25м, между рядами –30 м (рисунок 2.5).

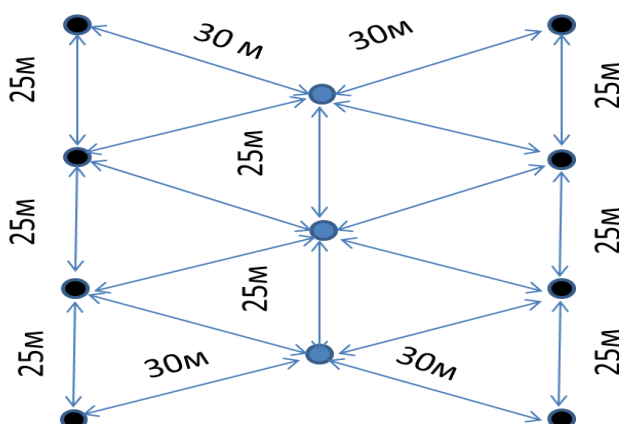


Рисунок 2.5- Схема расположение скважин при сети 25*25*30

а также между закачными скважинами – 20м, откачными – 20м, между рядами – 20м (рисунок 2.6)

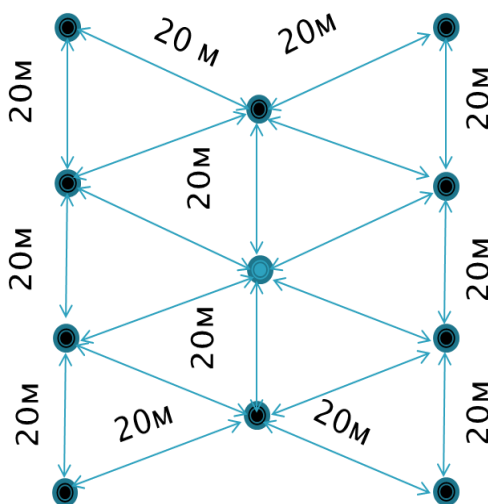


Рисунок 2.6- Схема расположение скважин при сети 20*20*20

На опытно-промышленных блоках проводилось опробование для определения изменения рН, а также индукционный каротаж – с целью выяснения времени прохождения технологических растворов между скважинами и зоны закисления [26]. Эти показатели свидетельствуют о скорости закисления и выщелачивания эксплуатационных технологических блоков.

По результатам проведенных экспериментальных работ были получены зависимости значения рН от сети расположения технологических скважин.

При сети вскрытия 25x25x30 (рисунок 2.7) было выявлено, что время прохождения технологических растворов в разы увеличилось (более 100 суток) до значения рН 2,62. При этом данное значение не соответствует рН рабочего раствора, при котором протекает процесс выщелачивания. Увеличение времени прохождения растворов приводит к перерасходу используемых реагентов.

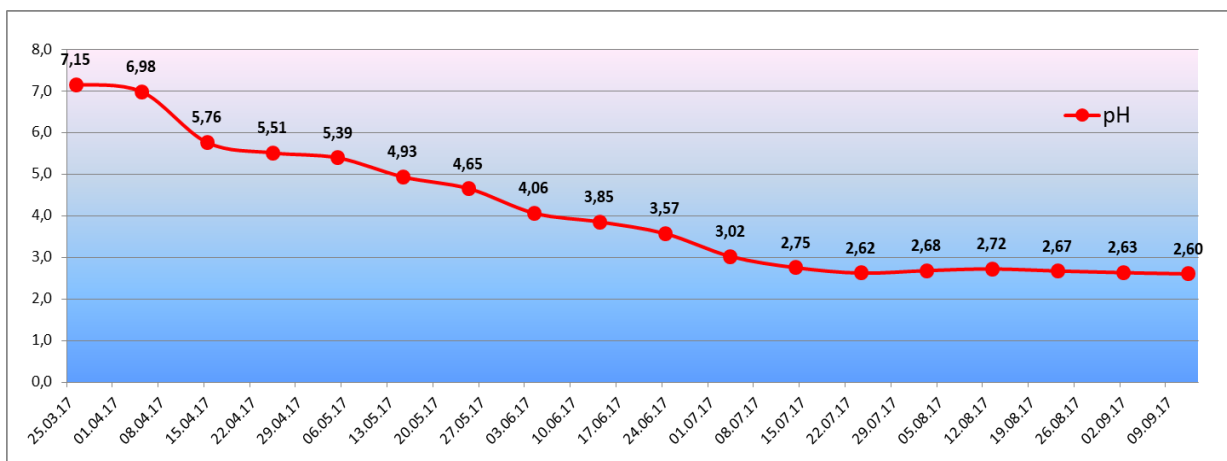


Рисунок 2.7 – Изменение значения рН по блоку №1 (сеть вскрытия 25x25x30)

При сети вскрытия 20x20x20 (рисунок 2.8) получено наиболее резкое снижение значений рН за короткий период (25-30 дней), что свидетельствует об увеличении коэффициента фильтрации в связи с сокращением минимальной длины линии тока, что в последующем может привести к эффекту каналирования и недостатку времени для прохождения реакции в рудном горизонте [26].

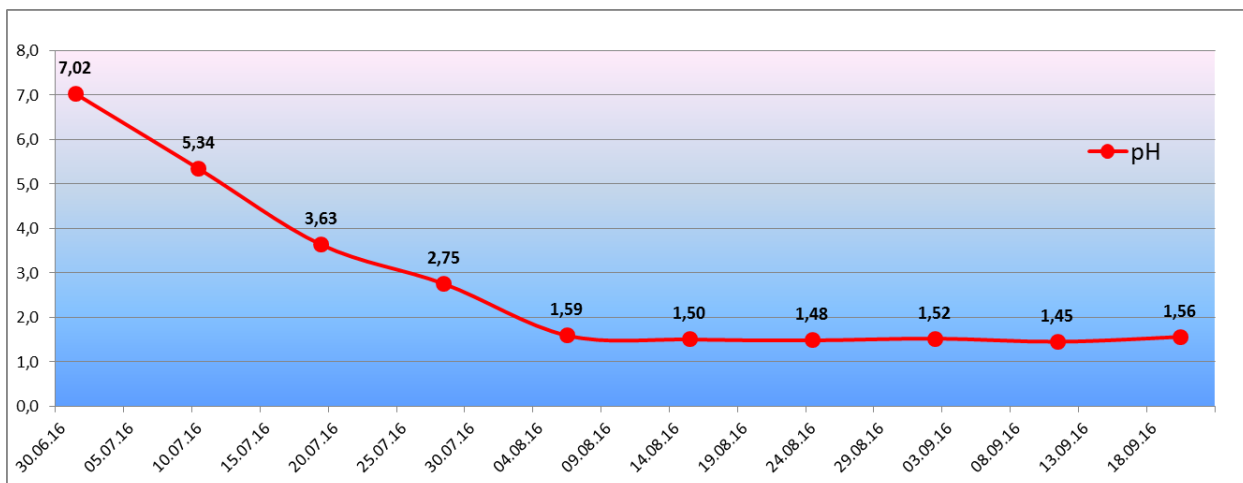


Рисунок 2.8 – Изменение значения рН по блоку № 2 (сеть вскрытия 20×20×20)

При сети вскрытия 25x25x25 (рисунок 2.9), процесс снижения рН проходит стабильно и равномерно. Необходимые значения рН для эффективного протекания процесса были получены в течение периода 60-70 суток.

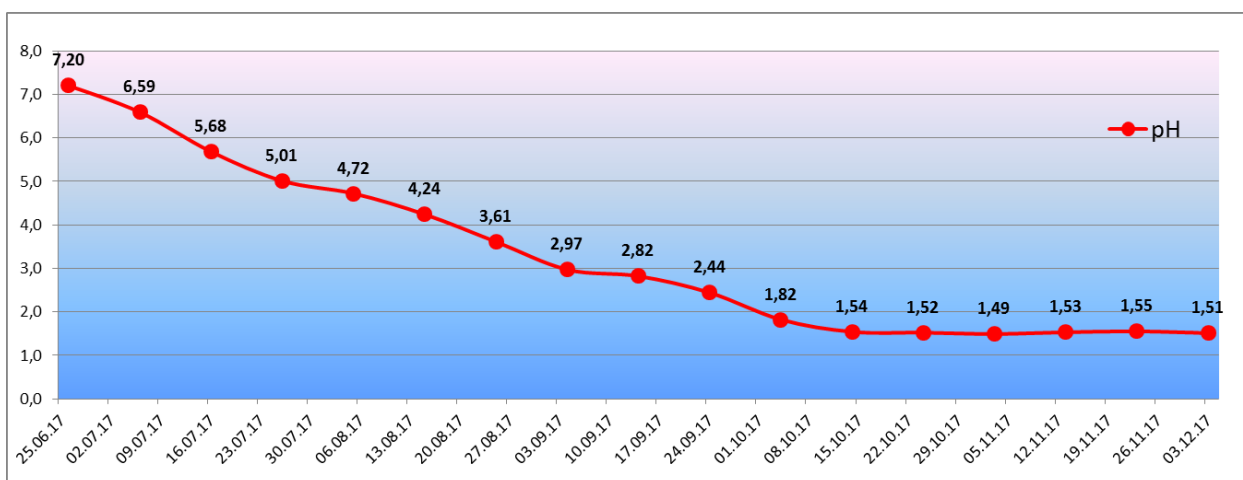


Рисунок 2.9 – Изменение значения рН по блоку №3 (сеть вскрытия 25×25×25)

Для подтверждения полученных данных были проведены дополнительные исследования для получения зависимости концентрации

серной кислоты и величины рН от расстояния между скважинами при различных схемах. Обработкой статистических данных были получены зависимости концентрации серной кислоты и величины рН от расстояния между скважинами при различных схемах (рисунок 2.10) [27].

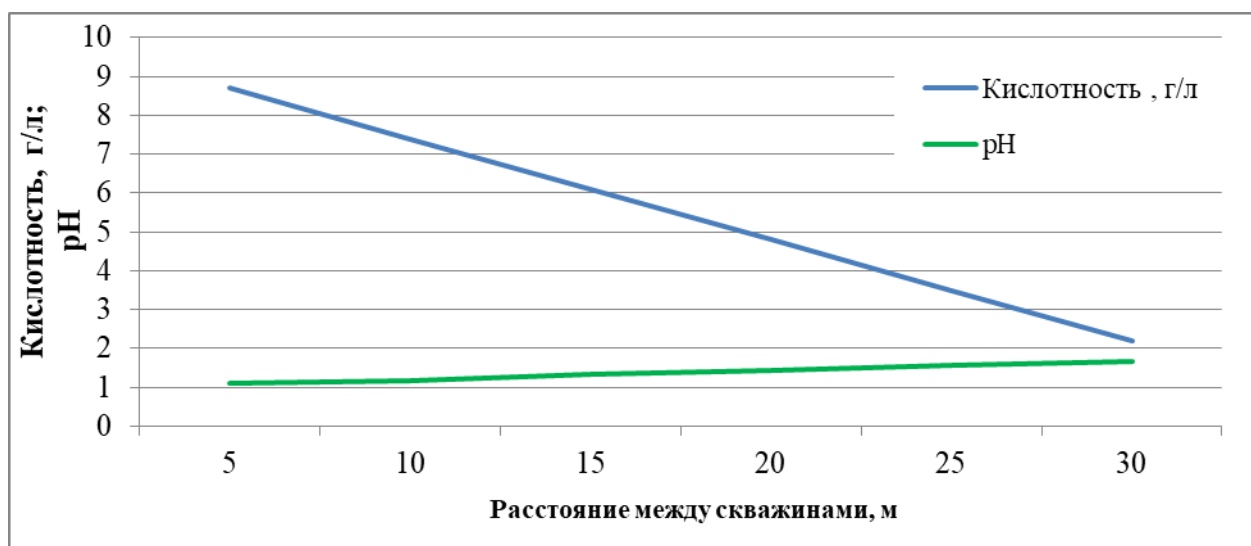


Рисунок 2.10 - Зависимость концентрации серной кислоты и величины рН от расстояния между скважинами

Анализ работы различных схем расположения скважин позволил сделать вывод о том, что увеличение расстояния между скважинами приводит к снижению содержания серной кислоты в продуктивном растворе и увеличению рН. Как известно на эффективность ПСВ урана влияет концентрация серной кислоты и соответственно значение рН [28]. Для выявления причин снижения производительности скважин от кольматации были обработаны статданные рудника и получена зависимость значения рН от содержания кислоты в растворе (рисунок 2.11)

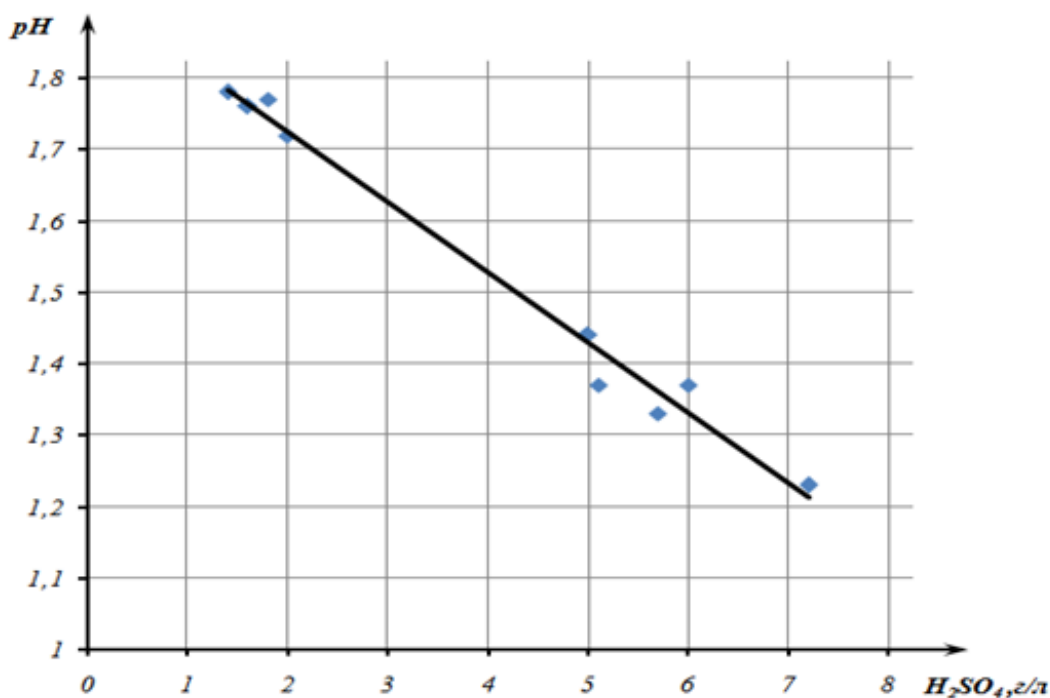


Рисунок 2.11 - Зависимость значения pH от содержания кислоты в растворе

При расстоянии между скважинами 20-25 метров (рядная схема) концентрация серной кислоты при приближении к откачной скважине уменьшается соответственно до 4 г/л - 2,8 г/л. Эти значения соответствуют величинам pH 1,5-1,7, то есть значительного осаждения коагулирующих элементов не будет. А при расстоянии между скважинами 30 м, концентрация серной кислоты уменьшается до 1 г/л, соответственно pH 1,9, а это уже область значительного осаждения. Эти данные позволяют нам сделать вывод, что оптимальным расстоянием между скважинами является 25 метров.

Вместе с тем, на кислотность продуктивного раствора значительное влияние оказывает нарушение сети отработки, к которому приводит искривление скважин.

Искривление технологических скважин обусловлено основными факторами: геологическими, технологическими и техническими [29]. Они связаны причинно-следственной связью, как специфической формой обусловленности явлений в природе, выражающейся в том, что любое отдельное явление или совокупность взаимодействующих явлений порождают другое явление и, наоборот, всякое явление вызвано другим явлением или их группой [30].

Искривление технологических скважин приводит к изменению их параметров: изменению соотношения жидкого к твердому (Ж/Т), потере гидравлической связи между откачной и закачной скважиной. Также в результате искривления растворы от закачной скважины преимущественно

будут проходить через ГРМ к откачной скважине, которая расположена геометрически ближе [10].

По результатам исследований получены данные изменения содержания серной кислоты в ПР по откачным скважинам в зависимости от искривления скважин. Как показали результаты исследования, искривление скважин относительно вертикальной оси от 3,0 м до 12,0 м, приводит к изменению кислотности от 1,85 г/л до 3,44г/л. В свою очередь, изменение кислотности приводит к изменению удельного расхода кислоты, каналированию и повышению частоты кольматации[31].

Для подтверждения полученных результатов, на технологических блоках с разными сетями бурения были сооружены наблюдательные скважины. В данных скважинах провели опробование и индукционный каротаж, начиная с начальных этапов закисления и до активного выщелачивания.

Когда природные флюиды в рудовмещающих пластах замещаются технологическими растворами, происходят заметные изменения электрических свойств пород, которые регистрируются при исследованиях межскважинного пространства электромагнитными методами. Однако, при кислотном выщелачивании урана, высокая электропроводность растворов кислоты является определяющим фактором, характеризующим сопротивление участков закисленных пород.

Индукционный каротаж (ИК) является основным методом при определении мест перетоков технологических растворов из продуктивных горизонтов в выщележащие и при оценке их растекания в процессе ПСВ [32]. Результаты ИК перед закислением являются исходными для последующей интерпретации на стадии закисления и эксплуатации.

Так как, в результате воздействия окислителя происходит изменение геоэлектрической картины в интервале закисления – сопротивление ранее высокоомных проницаемых отложений падает ниже уровня сопротивления непроницаемых глин. На рисунках представленных ниже интервалы закисления показан разными цветами. В таких случаях, данные стандартного метода КС становятся неинформативными, и интерпретация проводится на основе данных ИК[32].

Применение индукционного каротажа эффективно в разрезах, где кривые КС зондов электрического каротажа искажаются вследствие экранирования прослоями высокого УЭС. Преимущество индукционного каротажа перед КС заключается также в возможности исследования электропроводности пород в сухих скважинах и скважинах, обсаженных трубами из непроводящих материалов (полиэтилен, ПВХ и т.п.)[32,с.5].

В настоящее время, на урановых рудниках Казахстана для измерения кажущейся УЭП горных пород в скважинах используют прибор ПИК50М[29].

Запись результатов измерений производится на диск персонального компьютера и может быть распечатана на бумажном носителе[29, с.3].

Прибор ПИК50М состоит из двух составных частей[29, с.4]:

1. скважинного прибора (прибор).
2. тест катушка (ТК).

Прибор может эксплуатироваться в воде, буровых технологических растворах с массовой концентрацией серной кислоты до 25 г/л при температуре от 5°С до 50°С и гидростатическом давлении до 10 МПа[29,с. 5]. Корпус прибора ПИК50М выполнен из стеклопластика, оголовье, генераторный и приемный экраны и кабельный наконечник выполнены из кислотостойкой нержавеющей стали[29,с. 5].

Зонд прибора ПИК50М – трех катушечный, нулевой, тип 3 диаметром 0,6. Скорость перемещения прибора ПИК50М при измерении в скважине равна 700-2000 м/ч.

Прибор предназначен [33] для измерения кажущейся УЭП горных пород в скважинах и позволяет проводить измерения в скважинах, обсаженных колонной труб диаметром не менее 60мм, выполненных из непроводящего электрический ток материала. Питание прибора ПИК50М осуществляется от источника тока, установленного в блоке БСК041, сила тока питания в пределах 100...200 мА при напряжении питания 21.0 ± 0.5 В.[30]

Рабочая частота внутреннего генератора, кГц 140 ± 0.2

Прибор выдает информационный сигнал с параметрами[30, с.2]:

- максимальная частота сигнала на выходе, Гц 3000;
- нелинейность характеристики ПНЧ, % ± 5 ;
- выходной импульсный сигнал;
- амплитуда, В 8 ± 0.5 ;
- длительность, мкс 20 ± 5 ;
- полярность отрицательная[30, с.2].

Расчетные значения УЭП колец ТК, мСм/м, У1 200 ± 20 , УП 400 ± 40 [33].

Диапазон измерения кажущейся УЭП 0-2000 мСм/м.

Коэффициент НФП мВ/мСм/м-1 $0,1 \pm 0,015$.

Пределы допускаемой основной погрешности измерения ($\Delta_{осн}$) при температуре окружающей среды (20+/-5) С, мСм/м $\pm(0,03 \text{ Уизм} + 5)$.

Пределы допускаемой дополнительной погрешности Δ_t , вызванной изменением температуры окружающей среды от 5°С до 50°С на каждые 10°С ($\pm 0,02 \text{ Уизм} + 5$)[33].

Пределы допускаемой нелинейности НФП ± 10 %.

Время установления рабочего режима прибора не более 15 мин.

Время непрерывной работы не менее 8 ч.

Диаметр прибора 50 ± 2 мм.

Длина прибора 1500 ± 5 мм.

Масса прибора не более 6.1 кг.

На диаграмме (рисунок 2.12) показан результат определения степени закисления пород на основе данных ИК. Данная скважина расположена в центре обрабатываемого блока, разбуренного по сети 25*25*30м. Технологические растворы этого блока, прошедшие через ГРМ, где

расположена исследуемая скважина, проявились в электрических свойствах рудовмещающих пород.

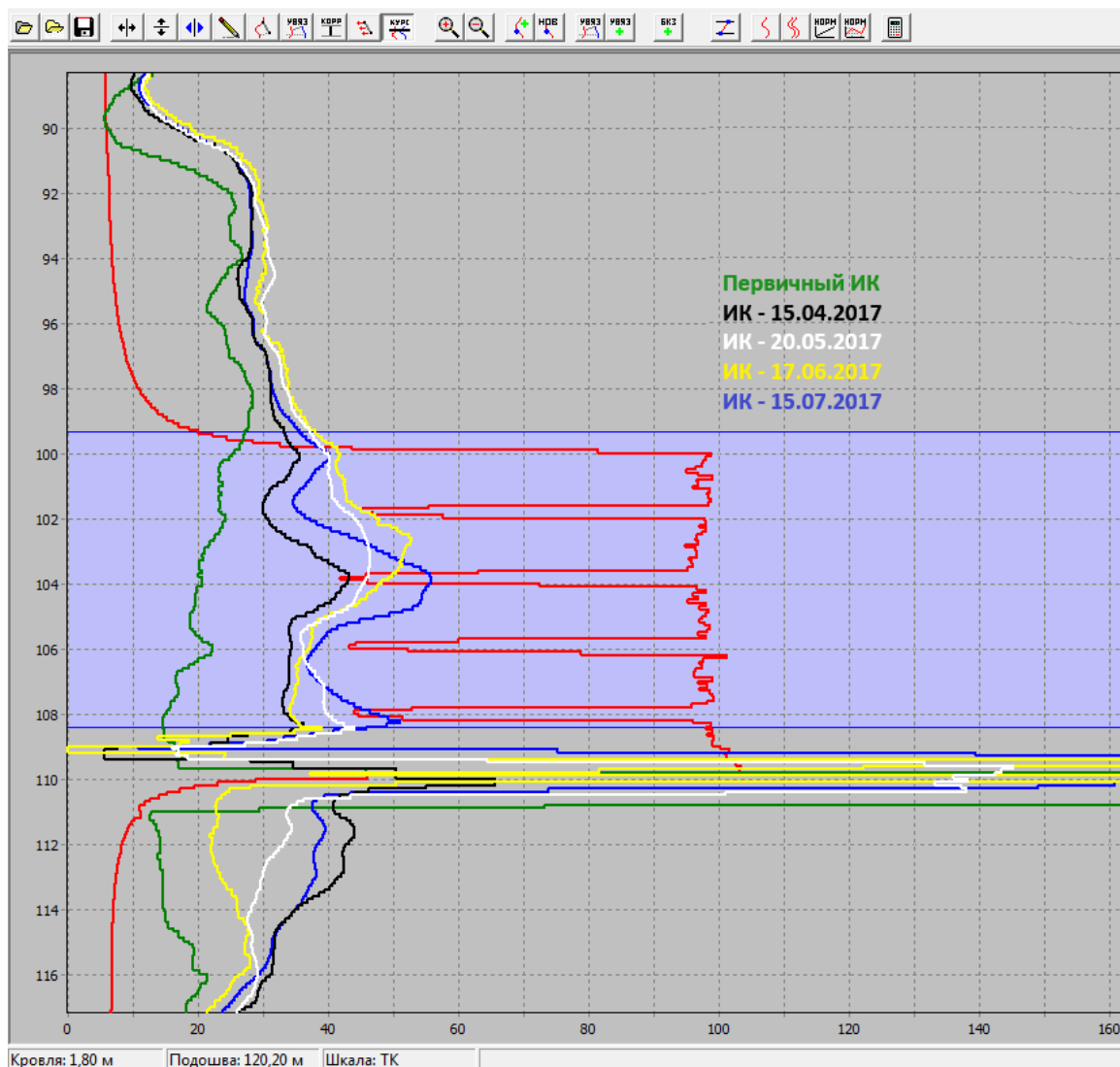


Рисунок 2.12 – Диаграммы изменения ИК во времени при сети бурения 25*25*30м

Динамика закисления исследуемого блока ярко выражена в изменениях диаграмм периодически проводимого индукционного каротажа. Согласно данным этих кривых закисление при сети вскрытия 25*25*30м происходит довольно медленно. Таким образом, данные ИК подтверждают выводы, сделанные по значениям рН, полученным в результате опробования.

На диаграммах (рисунки 2.13, 2.14, 2.15) отображены изменения степени закисления горнорудной массы во времени при сети вскрытия 25*25*25м.

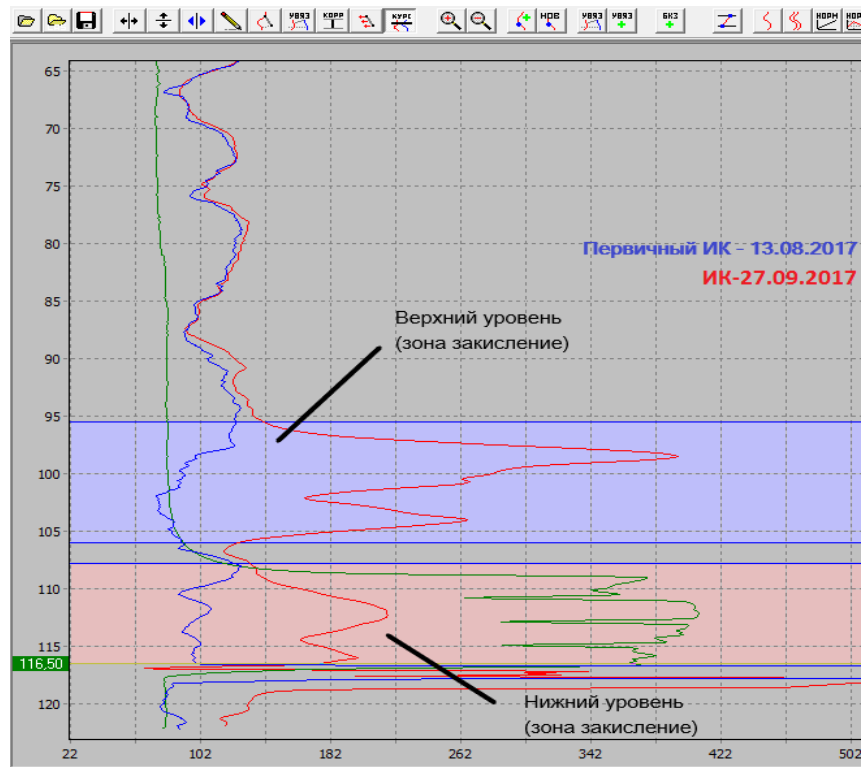


Рисунок 2.13 – Зона закисления скважины через 45 суток (25*25*25м)

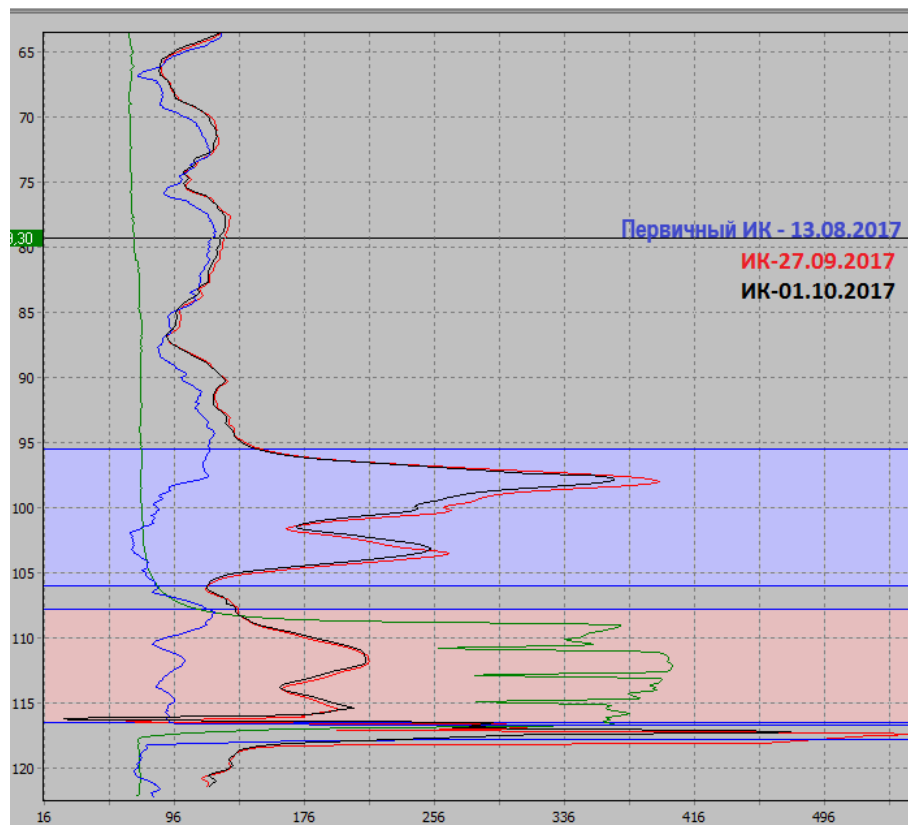


Рисунок 2.14 – Зона закисления скважины через 49 суток (25*25*25м)

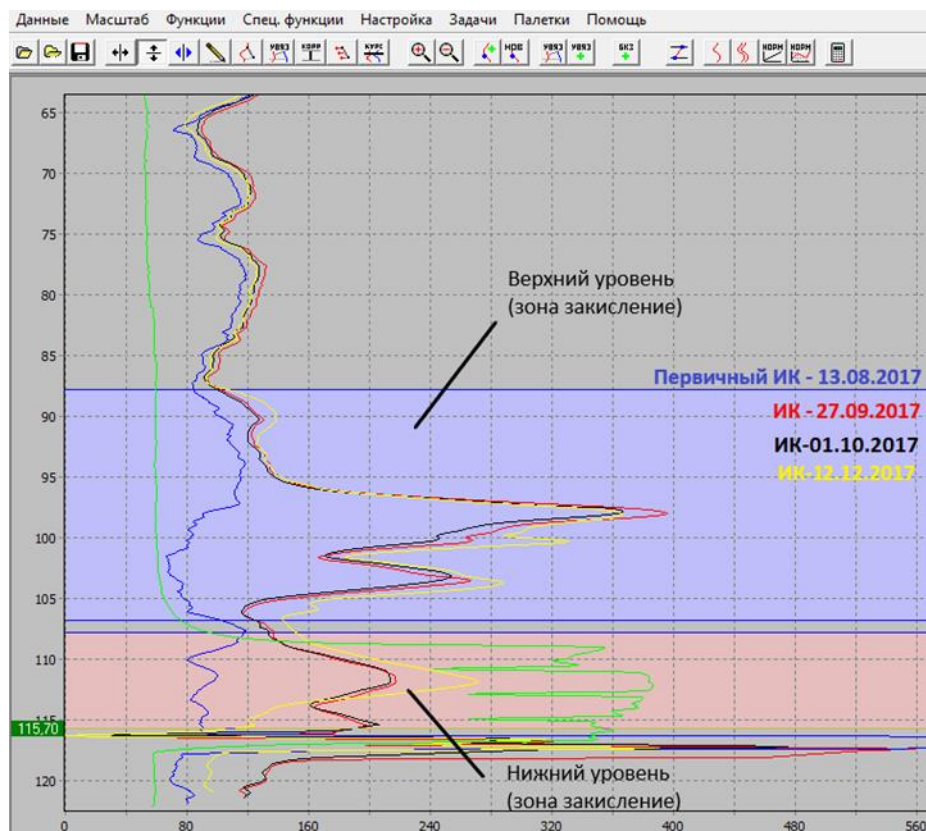


Рисунок 2.15 – Зона закисления скважины через 122 суток (25-25*25м)

На представленных кривых видно, что закисление верхнего рудного уровня, расположенного между двумя выдержанными водоупорами, проходит быстрее, чем нижнего рудного горизонта. Однако нижний рудный уровень достиг определенных показателей электропроводности, соответствующих высокой степени закисления значительно быстрее по времени при сети вскрытия 25*25*25м, чем при сети 25*25*30м. Данный факт в очередной раз подтверждает эффективность и оптимальность выбранной сети расположения скважин (25*25*25м).

Существующая на сегодняшний день скважинная аппаратура обеспечивает осредненный характер, отражает основные морфологические и литологические особенности строения месторождений и позволяют проводить оценку растекания технологических растворов в межскважинном пространстве.

При расчете эффективной мощности блока ($M_{эфф}$) для случаев, когда фильтры технологических скважин не соприкасаются с водоупором и применяются различные методы и приемы, результаты которых не всегда достоверны. При расчете эффективной мощности блока используются понятия как «зона растекания растворов вверх» от верхней границы фильтров - 2 м вверх. «Зона растекания растворов вниз» от нижней границы фильтров - 5 м вниз [34]. Считается, что выщелачивающий раствор в продуктивном горизонте опускается и поднимается под зоной активного движения растворов, выше фильтра на 2 метра и ниже фильтра на 5 метров,

если нет водоупоров, если водоупор есть, то берется расстояние до водоупора. Но, к сожалению не всегда этот метод определения «зоны растекания растворов вверх» и «зона растекания растворов вниз» работает корректно, что подтверждают опытные исследования на месторождении Семизбай[36]. В свою очередь это становится причиной ошибочной оценки эффективной мощности блока. Кроме того, при сильной литологической неоднородности разреза надежно определить изменчивость фильтрационных свойств и, соответственно, распределение технологических растворов в межскважинном пространстве затруднительно[36, с.11].

Одним из способов решения обозначенной проблемы является проведение дополнительных индукционных каротажей[36, с.14]. Такие дополнительные индукционные каротажи были проведены на одной из ячеек действующего блока, которая состоит из 2-х закачных скважин 79-5-31 и 79-5-4 и одной откачной скважины 79-6-2, расстояние между закачными и откачными скважинами составляет 31,5м и 35,5м (рис.2.16)[36, с.17].

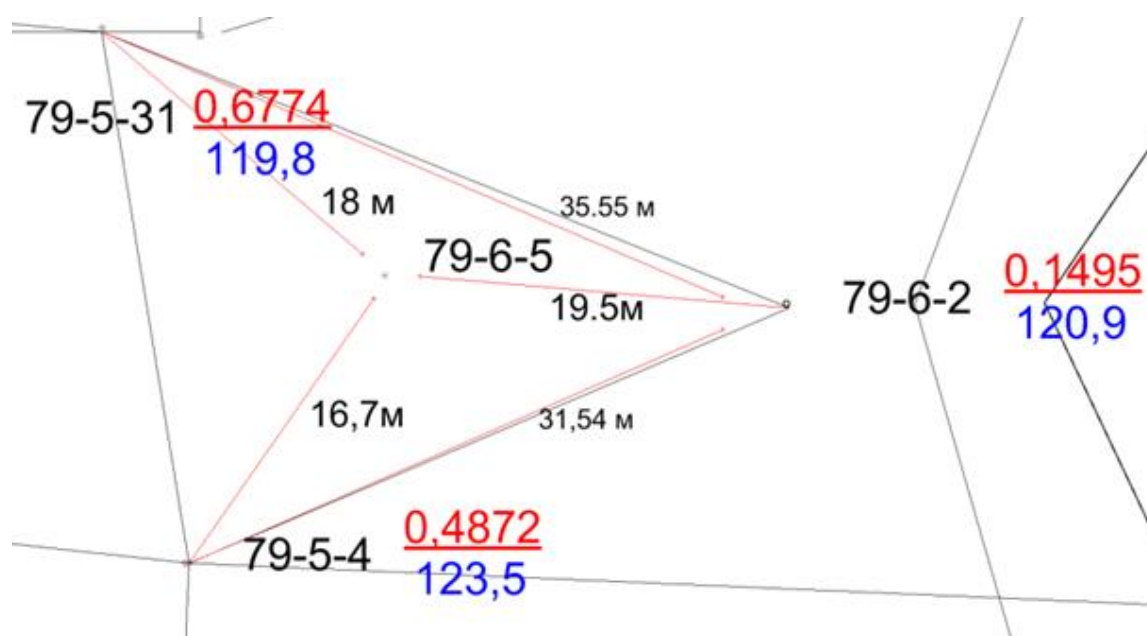


Рисунок 2.16 - Ячейка откачной скважины 79-6-5

Геофизические исследования (первичный и дополнительный ИК) четко показали динамику растекания раствора от закачной до откачной скважины (рис. 2.17).

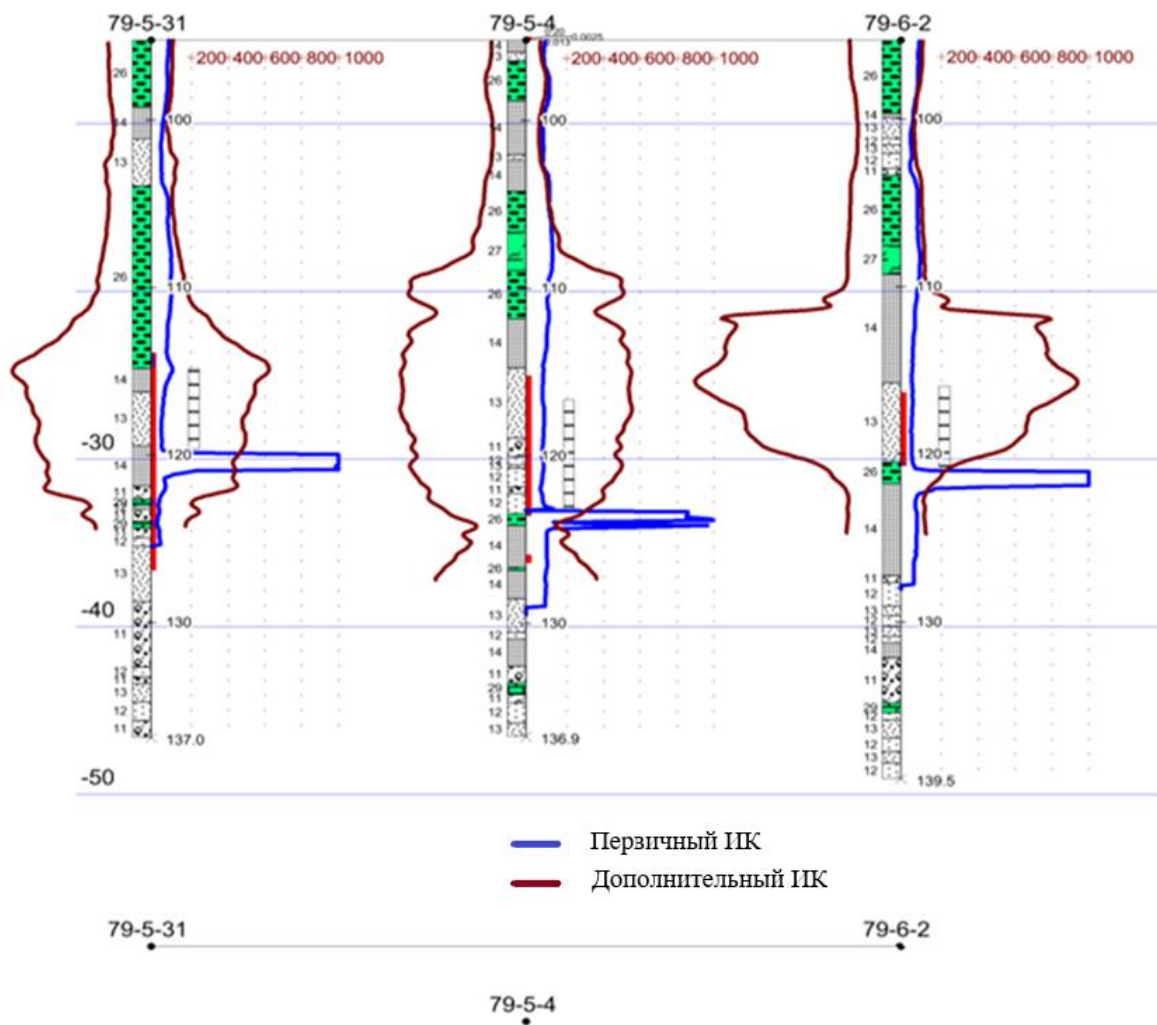


Рисунок 2.17 - Ячейка до бурения скважины 79-6-5

Через 6 месяцев отработки данной ячейки посередине между закачной и откачной скважинами была пробурена скважина 79-6-5 для определения фактического растекания растворов (рис.2.18). Как видно из рисунка 2.18, ИК показали аналогичную динамику растекания раствора от закачной к откачной скважине. Интерпретация данных полученных индукционных диаграмм позволяет получить новую по качеству информацию о литолого-физических характеристиках пород, их распределении в межскважинном пространстве и, на этой основе, определить параметры для расчёта эффективной мощности по месторождению для осуществления оперативного контроля за процессом отработки месторождения.

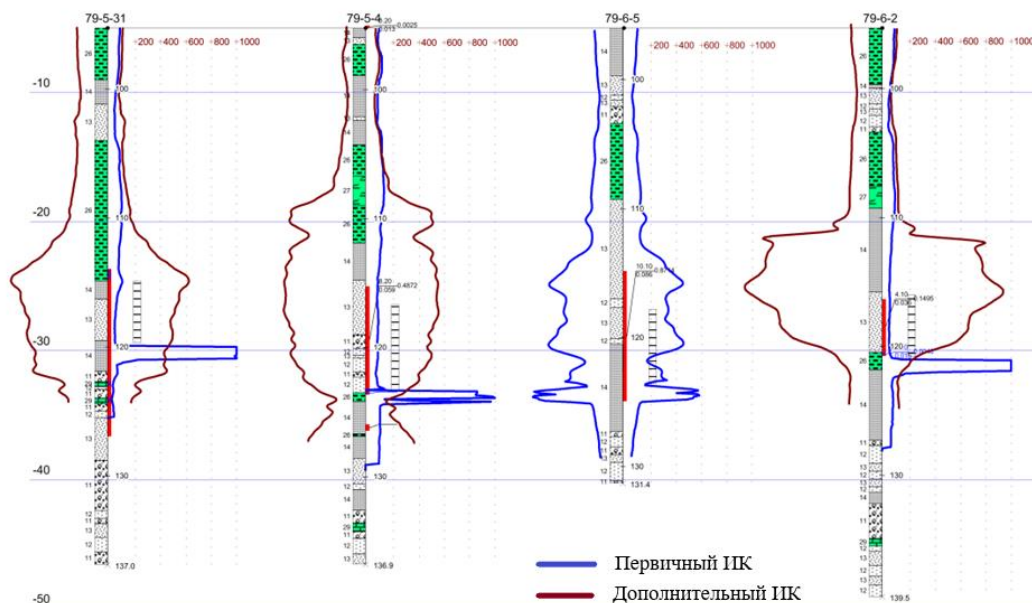


Рисунок 2.18 – Разрез ячейки после бурения скважины 79-6-5 [31]

Процесс закисления продуктивного горизонта осуществляется неравномерно. Полезный компонент в первую очередь извлекается из наиболее проницаемых зон, а в слабопроницаемых участках, неохваченных выщелачиванием остаются неотработанные запасы. На основе сопоставления данных по ИК «до и после» закисления на технологическом блоке в период его отработки позволит получить информацию о степени закисления рудного массива, иными словами определить рудные зоны, не вовлеченные в процесс выщелачивания для регулирования геотехнологического процесса с целью максимального извлечения урановой руды [31, с.23]. Таким образом, проведение ИК дополнительно решает задачу по определению непроработанных окислителем участков рудного интервала. Также данный вид ГИС позволяет уточнить эффективную площадь блока и интервалы проникновения растворов выше и ниже фильтровой колонны. [31, с.23].

Суммируя выше представленную информацию можно сделать вывод, что при использовании сети бурения 25x25x25 по рядной «шахматной» схеме, когда создаются ячейки квадратной формы с четырьмя закачными скважинами и одной откачной практически исключается сооружение лишних технологических скважин. Использование данной сети приводит к стабильному и равномерному прохождению процесса, и, в свою очередь, к оптимальному времени отработки блока и рациональному расходу реагентов.

2.3 Выводы по главе

До настоящего времени нет единого мнения преимущества той или иной схемы расположения скважин. Схема и параметры расположения скважин принимается по аналогии, окончательное решение принимается после проведения опытно-промышленных испытаний, что требует значительных капитальных и эксплуатационных затрат.

Получены зависимости производительности технологических скважин и частоты кольматации при различных схемах их расположения. Так, при гексагональной схеме расположения скважин в течение 1 месяца наблюдается снижение дебита скважин от 4% до 61%, а в двух скважинах из 9 скважин кольматации не было. В остальных скважинах частота кольматации в среднем составляет 2 раза, иногда 3 раза с продолжительностью межремонтного цикла их работы до 30 дней. При применении рядной схемы расположения за тот же период, наблюдается снижение дебита 2 скважин максимум до 6%, а в 6 скважинах остановки работы скважин не было. Частота кольматации в среднем составляет 1 раз, с продолжительностью межремонтного цикла их работы 30 дней.

Получены зависимости величины рН от сети и параметров технологических скважин. При сети вскрытия 20x20x20 получено наиболее резкое снижение значений рН за короткий период (25-30 дней), что свидетельствует об увеличении коэффициента фильтрации в связи с сокращением минимальной длины линии тока, что в последующем привело к эффекту каналирования и недостаточного времени для прохождения реакции в рудном горизонте. При сети вскрытия 25x25x30 было выявлено, что время прохождения технологических растворов в разы увеличилось (более 100 суток) до значения рН 2,62. При этом данное значение не соответствует рН рабочего раствора, при котором протекает процесс выщелачивания. Увеличение времени прохождения растворов приводит к перерасходу используемых реагентов. Установленная сеть вскрытия скважин не дает желаемых результатов при отработке сближенных рудных залежей, поэтому требуется поведения дополнительных исследований.

3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ СБЛИЖЕННЫХ РУДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

3.1 Анализ исследований по повышению эффективности разработки сближенных рудных залежей

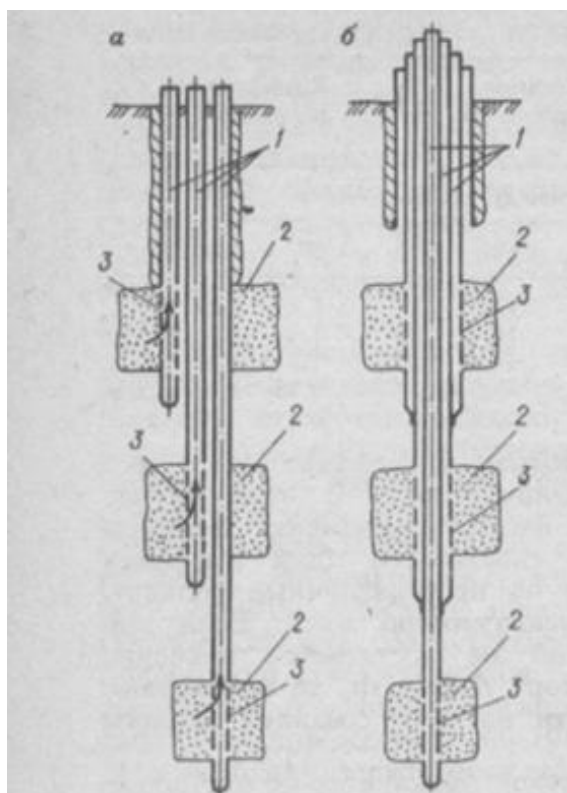
Сложная морфология рудных тел на месторождениях, обрабатываемых способом ПВ (многоярусное оруденение, маломощные рудные тела в слабопроницаемых крыльях залежей, узкие лентообразные рудные залежи) предопределили поиск способов их эффективной отработки. Опыт их эксплуатации способом ПВ показывал, что вскрытие и установка фильтров на все рудные пересечения не даёт эффекта и уран выщелачивался преимущественно лишь из верхних рудных тел [35].

В настоящее время в разработку методом ПСВ вовлекаются все гидрогенные месторождения урана, которые нередко имеют несколько рудных тел с ярусным их расположением в продуктивном горизонте. Как правило, эти рудные тела не ограничены по вертикали устойчивыми водоупорами и находятся друг от друга на расстоянии от 8 до 50 м.

На сегодняшний день известны различные способы отработки многоярусных рудных тел.

1) Технология одновременно-раздельной эксплуатации месторождения может предусматривать введение в отработку парных рудных тел одной скважиной с разделением рудных тел с помощью технических устройств, оборудованных в этой скважине, или ввести отработку одновременно до трех рудных тел, применяя специальные конструкции скважин (пакетных) (рисунок 3.1)[30]. Причем каждая отдельная скважина может эксплуатироваться в качестве откачной или закачной, а также, и унифицировано, т.е. в одной скважине можно проводить и подачу выщелачивающих растворов, и отбор продуктивных растворов в различных пластах (предпочтительно эрлифтным способом).

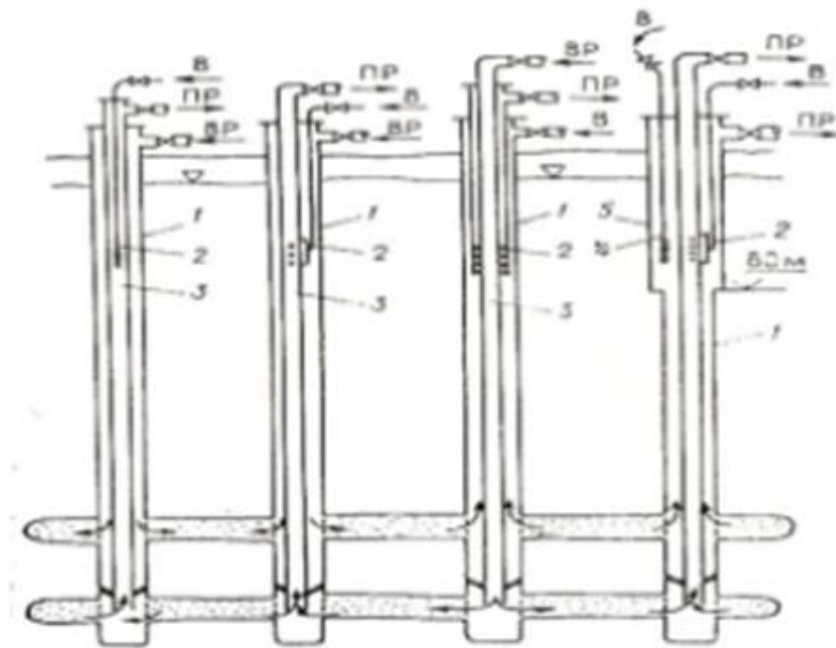
Ствол пакетной скважины может быть одного диаметра по длине и может быть ступенчатым. Сечение ствола по интервалам должно обеспечивать нормальный спуск эксплуатационных колонн одновременно. В качестве эксплуатационных колонн рационально использовать полиэтиленовые шланги, упрочненные полипропиленовой нитью, а монтаж их в скважине осуществлять с применением фланцевых соединений. Спуск эксплуатационных колонн осуществляется одновременно с фильтрами. Цементирование колонн производят через дополнительный шланг или бурильные трубы, причем вначале обсыпают (песком или гравием) нижний фильтр, а сверху гравийной обсыпки образуют цементную пробку, затем в такой же последовательности изолируют остальные фильтры [36].



а - с параллельным расположением обсадных колонн; б – с концентричным; 1 – эксплуатационные колонны; 2 – рудные тела; 3 - фильтры
 Рисунок 3.1 – Конструкция многоколонных (пакетных) скважин[20]

2) Разделение потоков раствора в скважинах, вскрывающих два горизонта, осуществляется посредством разобщения двух фильтровых зон в полости скважины. Простейшим техническим мероприятием для этого является применение различных конструкций пакерных устройств и дополнительной колонны труб[20, с.11]. В закачных скважинах выщелачивающий раствор в нижний пласт подается по центральной колонне труб в фильтровую зону под пакером. В верхний пласт раствор подается в надпакерную зону эксплуатационной колонны по межтрубному пространству[27].

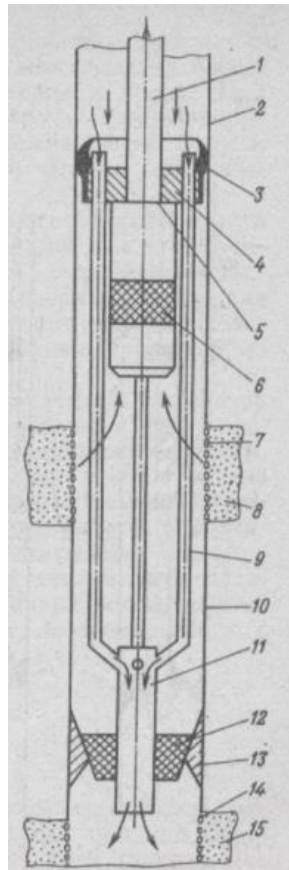
Эксплуатация комбинированных скважин (откачка-закачка) и откачных эрлифтных скважин (рисунок 3.2). В этих скважинах возможны варианты откачки растворов из верхнего и нижнего пласта, откачки из верхнего и закачки выщелачивающих растворов в нижний пласт и наоборот. Намного сложнее оборудование комбинированных и откачных скважин с подъемом растворов погружными насосами[27, с.26].



В- воздух; ПР – продуктивный раствор; ВР – выщелачивающий раствор; 1 – трубы МПТ; 2 - шланг полимерный; 3 – трубы ПНД; 4 – воздухоподающий шланг; 5 – обсадная труба

Рисунок 3.2 – Схемы эксплуатации скважин при отработке ясно залегающих рудных тел [27]

3) Разработан ряд схем оборудования скважин погружными насосами (рисунок 3.3)[27]. В эксплуатационной скважине в нижний пласт подается выщелачивающий раствор, т.е. эта часть играет роль закачной скважины, а из верхнего пласта отбирают продуктивные растворы - эта часть скважины является откачной [36]. Оборудование скважины включает в себя погружной электронасос с двумя пакерными устройствами, закрепленными на раствороподающих патрубках и ограничивающими от остальной части обсадной колонны фильтровую зону верхнего пласта. Выщелачивающий раствор в нижний пласт подается по межтрубному пространству обсадной колонны над верхним пакером и далее через патрубки в зону фильтра под нижним пакером. Продуктивный раствор из верхнего фильтра попадает в межпакерную зону к погружному насосу и по раствороподъемным трубам (шлангам) поступает на поверхность.



1 – раствороподъемная труба насоса; 2 – обсадная колонна; 3 – пакер; 4 – фланец; 5 – насос; 6 – водозахватная сетка насоса; 7 – фильтр; 8 – верхнее рудное тело; 9 – расвороподающий патрубок; 10 – межфильтровая колонна; 11 – сливной патрубок; 12 – уплотнение; 13 – конусная втулка; 14 – фильтр нижнего рудного тела; 15 – нижнее рудное тело

Рисунок 3.3 – Схема одновременно-раздельной эксплуатации скважин

4) Вскрытие и отработка инфильтрационно пластовых месторождений с двухъярусным залеганием рудных тел в одном продуктивном горизонте через систему закачных-откачных скважин снизу вверх в три этапа, разделяющихся определяемым временем включения фильтровых колонн нижнего и верхнего ярусов в одной системе технологических скважин (рисунок 3.4) [37].

Сущность способа заключается в следующем. На первом этапе отработывают нижний ярус до оптимальной величины коэффициента извлечения металлов. По достижению требуемого коэффициента извлечения отработка нижнего яруса прекращается. Закачные и откачные скважины переоборудуют для отработки верхнего яруса. При этом на эффективную мощность рудного пласта ($M_{эфф}$) прорезают окна в технологических скважинах и оборудуют системой фильтров.

На втором этапе производится полная отработка верхнего яруса до проектного значения коэффициента извлечения.

При этом время обработки рассчитывают таким образом, чтобы фильтрующиеся под действием сил гравитации выщелачивающие растворы из верхнего яруса перетекли в нижний ярус и были извлечены в виде продуктивного раствора на третьем этапе обработки блока

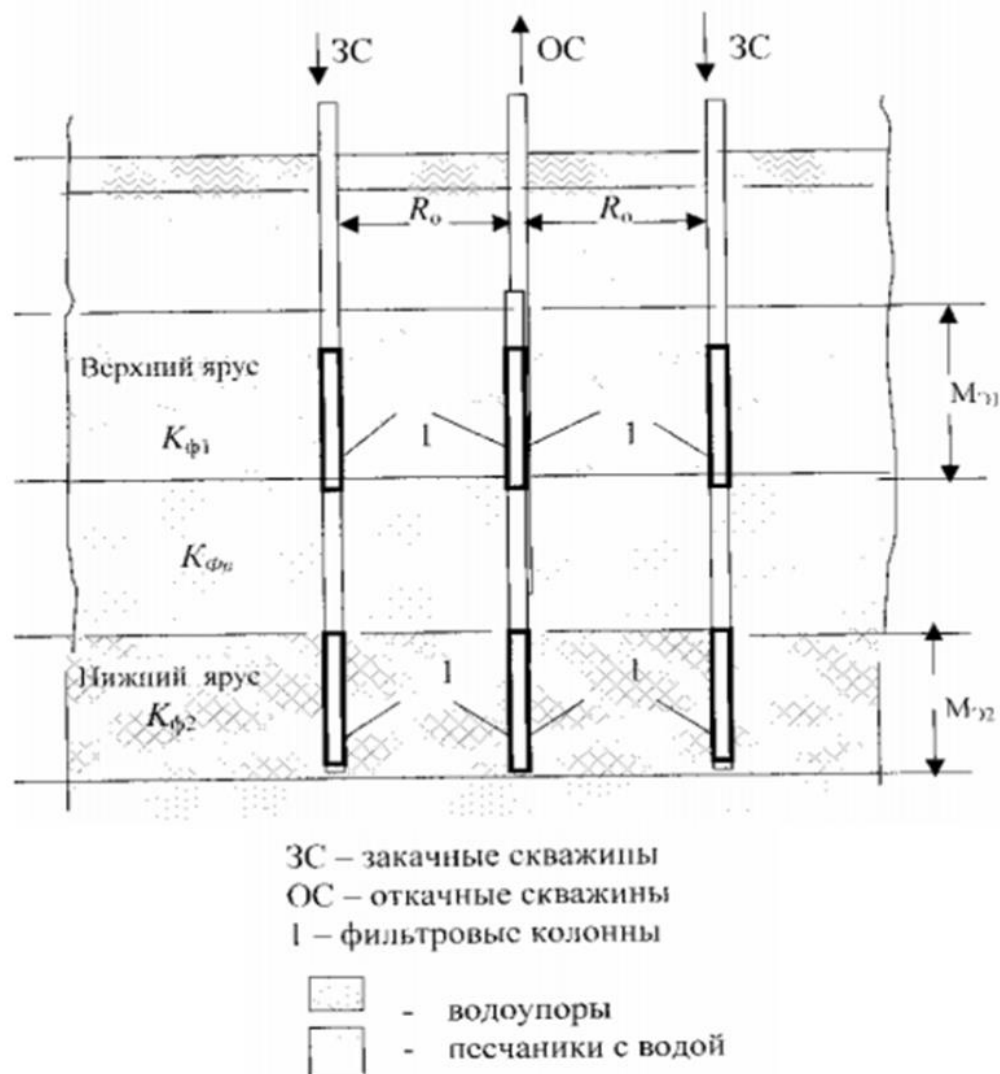


Рисунок 3.4 – Схема отработки двухъярусных рудных тел

Все четыре указанных способа обладают рядом существенных недостатков. Некоторыми из таких недостатков являются:

1. При одновременной отработке двух ярусов по независимым вскрывающим системам технологических скважин закачные и откачные скважины двух ярусов располагаются на достаточно близком расстоянии, что может привести к их пересечению или прострелу потока выщелачивающих растворов между ними.

2. При последовательной отработке ярусов сверху вниз из одной системы скважин возникает сложнейшая проблема гидроизоляции верхнего яруса после его отработки от нижнего, которая пока не имеет

удовлетворительного решения. Создание искусственных водоупоров при этом является весьма дорогостоящим мероприятием[24].

3. При последовательной трехэтапной обработке двухъярусных тел снизу вверх невозможно обработать два залежи одновременно, что приводит к увеличению времени эксплуатации технологической скважины (6-8 лет) и соответственно к вероятности выхода из строя технологической скважины, что потребует бурения дополнительной скважины для обработки верхнего рудного тела и ресурсов[24, с.11]].

4. Недостаток второго способа – бурение скважин большого диаметра, невозможность проведения геофизических исследований в скважине (ГИС), использование эрлифтного способа раствороподъема, неплотная гидроизоляция между эксплуатационными трубами, и сложность проведения ремонтно-восстановительных работ(РВР)[25].

5. Основными недостатками третьего способа обработки являются[26]:

- большая загроуженность ОС механизмами, что требует увеличения диаметра эксплуатационной колонны;
- дополнительные затраты времени на монтажно-демонтажные работы;
- обязательный постоянный контроль за работой погружных насосных агрегатов (ПНА);
- раствороподъемные трубы должны быть коррозионностойкими к агрессивной среде[26].

3.2 Особенности геологии сближенных рудных залежей исследуемого месторождения

Урановое оруденение на месторождении Семизбай пользуется широким площадным распространением и сосредоточено в двух водоносных горизонтах: нижнесемизбайском (НРГ) и верхнесемизбайском (ВРГ). Мощности нижнесемизбайского рудоносного горизонта варьируют от 5 до 30 м, верхнесемизбайского – от 5 до 15 м. Рудоносные горизонты разделены промежуточным водоупором мощностью до 15-20 м, сложенным в основном глинами и алевролитами.

Промышленное оруденение многоярусно, представлено сложными и прерывистыми по площади, уплощёнными стратиформными залежами с неравномерным распределением урановой минерализации. Рудные залежи месторождения представляют собой серию сближенных рудных тел, расположенных на одном гипсометрическом уровне. Рудные образования в пределах обоих рудоносных горизонтов залегают кулисообразно и группируются вблизи прибортовых частей депрессии общей протяженностью около 30 км, образуя Южную и Северную рудоносные зоны (ЮРЗ и СРЗ). В осевой части депрессии урановое оруденение отсутствует [18].

Основная часть рудовмещающих отложений Семизбайской свиты представляют собой сложно построенную гетерогенную толщу, характеризующуюся чередованием горизонтов водопроницаемых и

водоупорных пород в вертикальном разрезе и отчетливой площадной фациально-геохимической зональностью (рис.3.5).

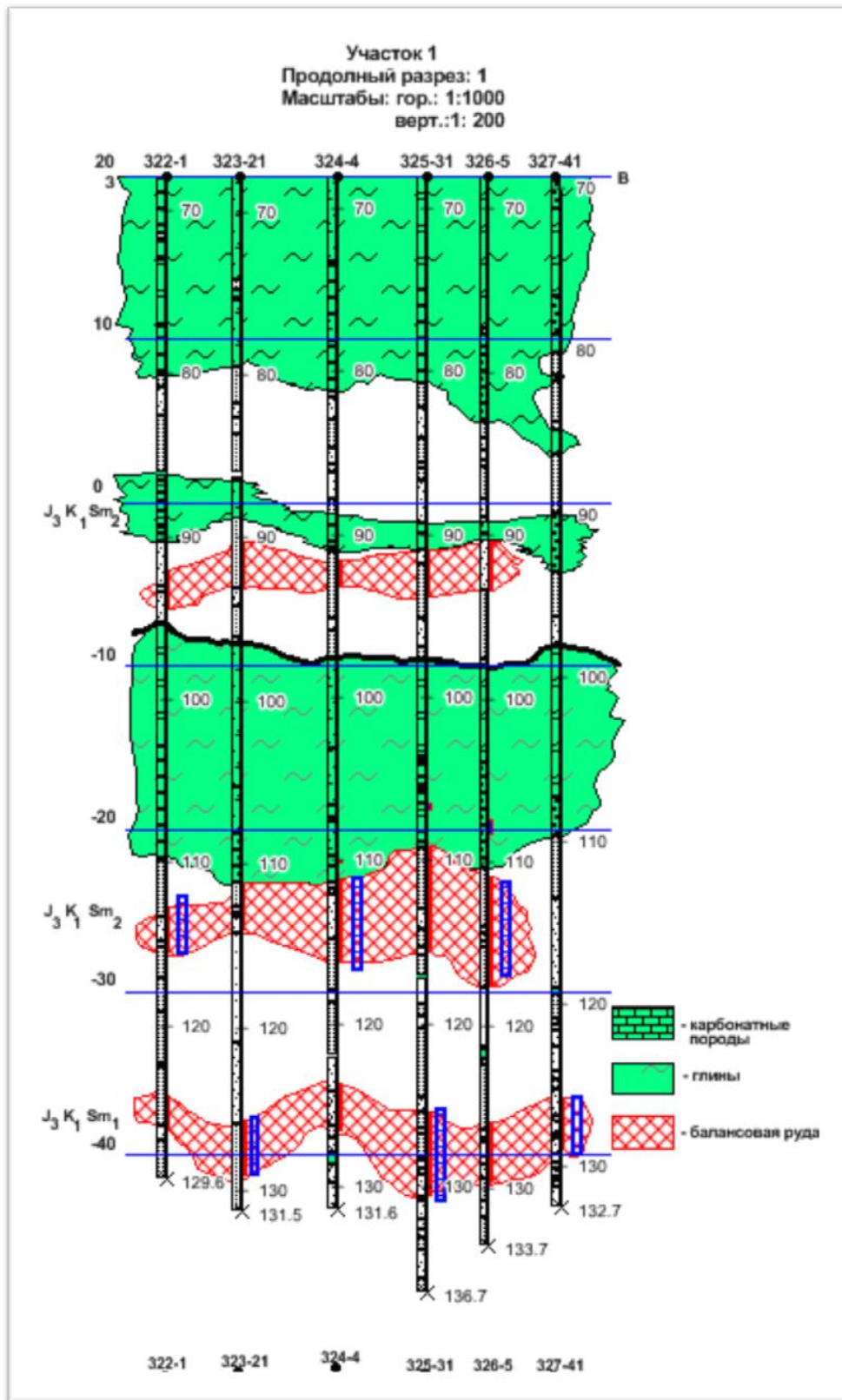


Рисунок 3.5 - Геологический разрез участка месторождения, представленной сближенными рудными залежами

Продуктивная толща, включающая в себя НРГ, промежуточный водоупор и ВРГ, залегает на глубинах 25-140 м от дневной поверхности и имеет, в зависимости от положения в депрессии, переменную мощность от 5 до 70 м.

Линия выклинивания промышленного оруденения в плане имеет извилистую конфигурацию, которая не всегда подчиняется слоистости вмещающих пород, в большей степени она обусловлена прихотливыми литолого-фациальными границами, определяющими положение рудных концентраций.

Кровля и почва залежей представляют собой очень сложные поверхности, напоминающие формы эолового выветривания. Рудные пересечения по скважинам имеют резко переменную мощность.

Основные запасы урана на месторождении сосредоточены в нижнесемизбайском рудоносном горизонте в границах Южной рудоносной зоны, где промышленное оруденение (93% общих запасов) прослежено практически без перерыва на 17,8 км при ширине 0,4-1,7 км. Промышленное оруденение сосредоточено на пяти участках.

Аномальные поля Южной и Северной рудоносных зон имеют сложную конфигурацию и протягиваются в виде прерывистых полос шириной 300-1000 м вдоль обоих бортов депрессии. В обе зоны сливаются и образуют единую рудоносную зону шириной до 1,2 км. Рудные залежи СРЗ имеют незначительные размеры и в виде редкой прерывистой цепочки прослежены на участке длиной до 20 км[19].

Ширина рудных залежей изменяется от 20 до 770 м и составляет в среднем 227 м. Мощность от 0,7 до 10,7 м, средняя мощность рудных тел 4,0 м. Глубина залегания рудных тел от 60 до 100 м.

Содержание урана в контурах рудных залежей колеблется от тысячных долей процента до первых процентов. Средние содержания по рудным залежам изменяются от 0,020 % до 0,088 %, продуктивность – от 1,9 до 9,13 кг/м². Среднее содержание урана в рудах по месторождению – 0,056 %.

В связи с невыдержанностью рудных залежей в плане и разрезе на месторождении Семизбай существует практика отработки многоярусных рудных тел. Анализ особенностей эксплуатации участков привёл к заключению о неудовлетворительном ходе отработки рудных тел в нижней части разреза продуктивной толщи. После проведения аналитических работ по отработке эксплуатационных блоков на перспективной площади была организована доработка запасов с использованием дополнительно пробуренных на застойных зонах откачных скважин, специально оборудованных фильтрами на нижние продуктивные интервалы. Такие скважины обеспечивали добычу урана без подачи в пласт кислоты, используя достигнутое ранее закисление массива за счёт растекания растворов.

3.3 Предлагаемая схема и параметры расположения технологических скважин при разработке сближенных рудных залежей

Нижнесемизбайский водоносный комплекс (НРГ) распространён по всей площади Семизбайской структуры. Водовмещающие породы представлены двухслойной толщей, образуя единую гидравлическую систему. Верхний слой мощностью 3,2÷45,0 м сложен глинистыми песками, песчаниками, алевролитами; нижний - мощностью 5,2÷41,8 м представлен гравийно-галечниковыми отложениями с песчано-глинистым заполнителем. Абсолютные отметки кровли комплекса с запада на восток уменьшаются от +130 м до - (40÷50)м, а подошвы от +110 до -110 м. от выщелачивающего горизонта комплекс отделён водоупорными глинами верхней части нижнесемизбайской подбиты. Мощность водоупора достигает 25 м, но отдельных участках, пространственно совпадающих с развитием оруденения в НРГ и ВРГ, уменьшается до 1÷2 м, где предположительно существует гидравлическая связь между горизонтами[19].

В настоящее время для отработки таких участков применяется рядная (линейная) схема расположения скважин, как для верхних, так и нижних рудных горизонтов с расстоянием 20-30 метров между скважинами. При этом расстояния между технологическими скважинами верхнего и нижнего рудных горизонтов составляет не более 5 метров (рисунок 3.6). Применения данной схемы расположения скважин имеет следующие недостатки:

- снижение приемистости закачных скважин, расположенных на очень близком расстоянии друг от друга, за счет повышения гидравлической нагрузки на определенные участки;
- сложность соблюдения геотехнологического баланса растворов;
- исключается возможность использования технологических скважин в разных режимах работы, что приводит к увеличению срока отработки технологического блока.

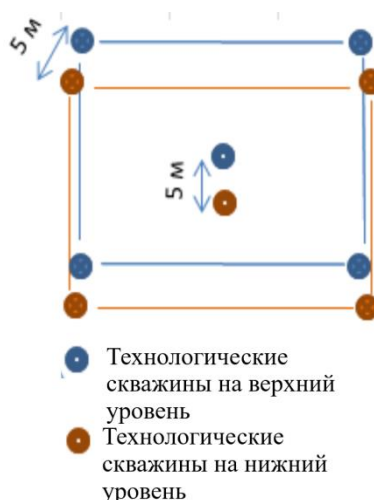


Рисунок 3.6 - Применяемая схема вскрытия многоярусных руд

Одним из основных составляющих большинства геотехнологических процессов добычи полезных ископаемых является движение рабочих и продуктивных растворов в недрах [38]. От динамики и пространственной структуры потока зависит протекание основных и сопутствующих процессов, а также потери рабочих и продуктивных растворов [39]. Как известно, производительность геотехнологического предприятия определяется объемом откачиваемых продуктивных растворов из каждого погружного насоса и концентрацией полезного компонента в них [40].

В связи с вышеизложенными известными фактами и анализом работы технологических скважин на исследуемом месторождении предлагается следующая схема вскрытия многоярусных рудных тел в условиях сложных гидрогенных месторождений. Предлагаемая схема отображена на ниже представленном рисунке 3.7.

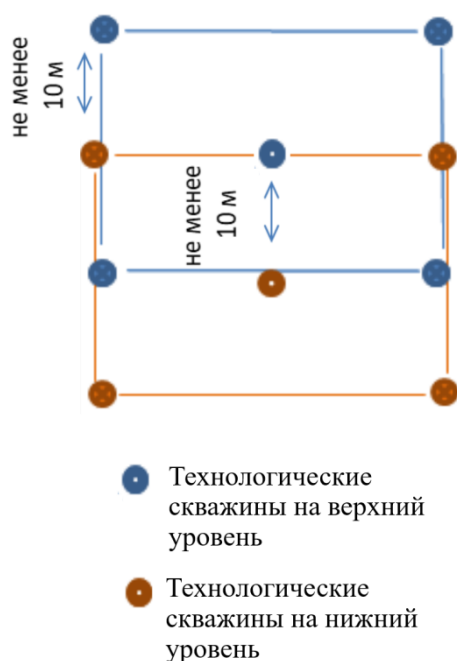


Рисунок 3.7 - Предлагаемая схема отработки сближенных залежей

Принципиальное отличие предлагаемой схемы состоит в том, что технологические скважины нижнего рудного горизонта необходимо располагать на середине межскважинного расстояния технологических скважин верхнего рудного горизонта. Таким образом, расстояние в плане между скважинами на верхний и нижний горизонты будет составлять не менее 10 метров. Равномерное распределение скважин по разряженной сети в плане снижает точечную гидравлическую нагрузку на водоносный рудный горизонт. Это влечет за собой более эффективное распределение технологических растворов в пласте и их свободную циркуляцию, исключая эффект «канализования» из-за избыточного давления на определенные участки. Так же происходит более однородное и полное

прорабатывание пласта в связи с равномерным расположением сети скважин (за счет их перераспределения по площади) без дополнительных экономических затрат (т.е. снижение площади «застойных зон»). Несмотря на то, что фильтры скважин будут сооружаться на разных интервалах, подвергаемый воздействию водоносный горизонт будет являться общей гидравлической системой циркуляции технологических растворов[41].

Данная схема позволит решить проблемы с соблюдением баланса технологических растворов, благодаря снижению точечной гидравлической нагрузки. Это же повлечет за собой снижение количества проводимых РВР на закачных скважинах в связи с соответствием их приёмистости заданному регламенту. Также появится возможность реверсирования скважин между рядами в горизонте независимо от работы парной скважины в другом горизонте. Потому что частично исключается передавливание растворов между горизонтами[41].

Таким образом, предлагаемая схема обработки многоярусных рудных тел является более эффективной в решении вышеуказанной проблемы, связанных с обработкой данного месторождения. Её применение на практике не требует дополнительных финансовых затрат и изменений в технологических процессах, но при этом повлечет повышение эффективности обработки при ПСВ только лишь изменением схемы расположения скважин в условиях сложных гидрогенных месторождений урана.

3.4 Выводы по главе

В настоящее время для обработки многоярусных параллельных урановых залежей применяются различные технологические решения, однако они имеют ряд недостатков, такие как прострелу потока выщелачивающих растворов между закачными и откачными скважинами, проблема гидроизоляции верхнего яруса после его обработки от нижнего и другие.

Для устранения этих недостатков предложена технология, сущность которой заключается в расположении на середине межскважинного расстояния технологических скважин верхнего рудного горизонта, что снижает точечную гидравлическую нагрузку на водоносный рудный горизонт и эффективное распределение технологических растворов в пласте и их свободную циркуляцию, исключаящую эффект «канализования» из-за избыточного давления на определенные участки.

Для увеличения межремонтного цикла работы скважин и повышения извлечения металла при установленных параметрах и сети расположения скважин необходимо проведения исследований с применением различных реагентов.

4 . ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕАГЕНТОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПСВ УРАНА

Применение различных химических веществ для улучшения процесса подземного скважинного выщелачивания могут носить разносторонний характер. Это может быть как применение реагентов при ремонтно-восстановительных работах, так и непосредственно для интенсификации самого процесса выщелачивания металла.

4.1 Исследования по ликвидации кольматации

Эффективность эксплуатации урановых месторождений методом подземного скважинного выщелачивания (ПСВ) существенно зависит от состояния геотехнологических скважин. В ходе эксплуатации в большинстве случаев наблюдается снижение дебита (приемистости) скважин, обусловленное отложением на фильтре и в прифильтровой зоне кольматирующих образований химического происхождения, глинистых частиц [42], оставшихся в результате некачественного удаления бурового раствора при освоении скважины, и образованием песчаной пробки в фильтре вследствие суффозии песка из эксплуатируемого пласта.

Кольматация - процесс снижения пропускной способности фильтра технологических скважин и фильтрационных свойств прифильтровой зоны рудовмещающего горизонта за счет осаждения веществ [6], растворенных в технологических растворах, или механического перемещения частиц рудовмещающего горизонта, а также газовыделений. Различают следующие виды кольматации: механическая, химическая и газовая [43]. Полное описание физико-химических процессов, происходящих при ПСВ урана, осуществить невозможно, поскольку для каждой физико-геологической обстановки они носят индивидуальный характер. Однако, основные процессы, протекающие при выщелачивании урана, являются общими.

При взаимодействии ВР с рудовмещающими породами в жидкой фазе происходит накопление (помимо рудных) целого ряда элементов, входящих в состав основных породобразующих минералов. Количество и кинетика перехода этих элементов в продуктивные растворы зависит от типа выщелачивающего реагента, его концентрации, окислительно-восстановительного потенциала, температуры, растворимости породобразующих минералов и величины активной поверхности минеральных частиц[44].

В особенности широк спектр переходящих в раствор компонентов при использовании в качестве выщелачивающих реагентов минеральных кислот. Ионный состав ВР определяется, главным образом, химической природой реагента, минеральной составляющей руд и пород, а также природным составом подземных вод продуктивного горизонта.

При сернокислотном воздействии на вещество пород на различных стадиях процесса также будет происходить не только растворение или выщелачивание минералов, но и изменение ионного состава раствора и его кислотно-щелочных свойств. Данные процессы наиболее интенсивно происходят при $pH = 1-3$. При ПВ количество вещества, переходящего из руды в раствор, составляет не более 0,5-1,0 %.

При движении растворителя по длине выщелачивающего слоя можно выделить три зоны [45]:

1. Зона выщелачивания руды располагается со стороны поступления растворителя в рудное тело и характеризуется завершением процесса растворения основной доли урана, поступление которого в раствор происходит лишь за счет дополнительного извлечения труднодоступного урана.

2. Активная зона выщелачивания располагается перед зоной выщелоченной руды, то есть опережает ее при продвижении растворителя. В этой зоне происходит растворение урана и интенсивное поступление его в раствор.

3. Зона, еще не подвергшаяся выщелачиванию опережает активную зону выщелачивания при продвижении растворителя.

В начальный период процесса выщелачивания существуют лишь 2-я и 3-я зоны, затем образуется 1-я зона. По мере фильтрации растворителя эти зоны постепенно перемещаются в направлении движения потока, причем последовательность их переноса сохраняются. При завершении процесса выщелачивания в идеальном случае остается лишь 1-я зона.

Если скорость химического процесса намного больше скорости диффузии реагента, то последний расходуется сразу по мере его поступления. Следовательно, скорость ПВ будет зависеть от скорости поступления выщелачивающего реагента, которая, в свою очередь, зависит от проницаемости пласта. В связи с этим увеличивается гидравлическое сопротивление, уменьшается производительность скважин, осложняя процесс добычи урана. Для решения возникающих проблем проводятся ремонтно-восстановительные работы (РВР).

РВР являются неотъемлемой стадией цикла добычи и переработки природного урана и имеют существенное значение в формировании себестоимости готовой продукции [46].

Основными способами проведения РВР являются физические, химические и комбинированные (физико-химические).

Физические способы проведения РВР осуществляются следующими методами:

- эрлифтного освоения скважин компрессором;
- пневмоимпульсного воздействия;
- гидровибрации;
- механического воздействия (джетинг, сваб);
- поинтервальной промывки фильтра;

-электроимпульсного воздействия.

Химические способы проведения РВР осуществляются обработкой следующими реагентами:

-соляной кислотой;

-серной кислотой;

Физико-химические способы проведения РВР представляют собой различные комбинации физических и химических методов.

Классификация способов восстановления и увеличения дебита технологических скважин представлена на рисунке 4.1.[33]

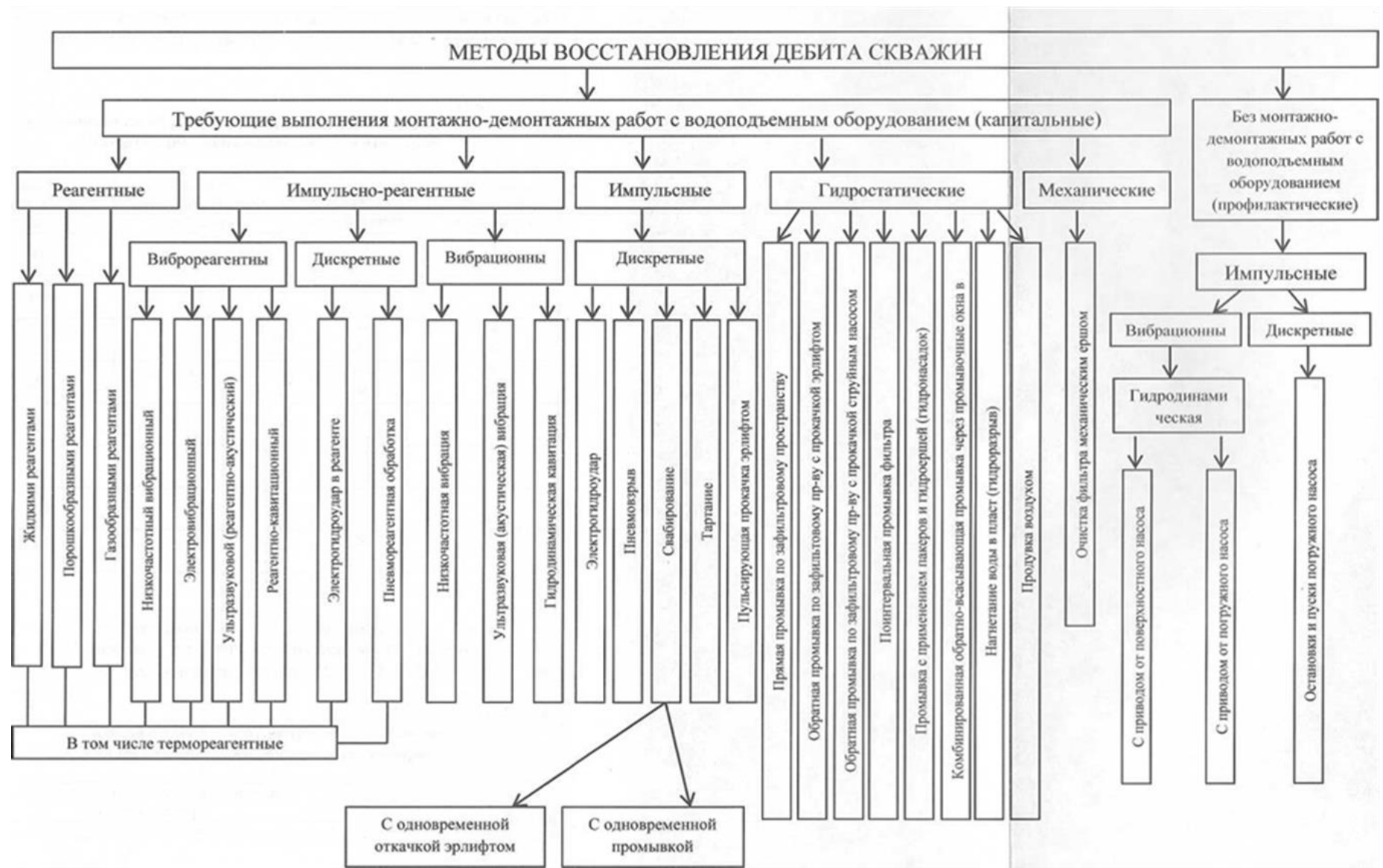


Рисунок 4.1 - Классификация способов восстановления и увеличения дебита скважин[33]

Как отмечалось выше, в условиях ПСВ выделяют следующие виды кольматации[33, с.10-12]:

-механическую, вызываемую закупоркой поровых каналов механическими взвесями;

-газовую, обусловленную образованием углекислого газа и сероводорода в пласте в результате взаимодействия кислоты с вмещающими породами;

-химическую, связанную с образованием в порах химических осадков, подразделяется на обратимую, вызванную временным выпадением из растворов гидроксидов алюминия и железа, и необратимую, обусловленную выпадением гипса;

-ионообменную, связанную с изменением размера пор в присутствии органических веществ и глинистых минералов в проницаемых породах при движении раствора, содержащего крупные ионы[33, с.13-14]

Механическая кольматация наблюдается вследствие несоответствия проходных отверстий фильтров гранулометрическому составу водовмещающих пород, подачи в скважины неочищенных от механических примесей растворов и при создании градиента напора выше критического, способствующего суффозии (выносу мелкой фракции). В результате механической кольматации водоприемные отверстия фильтров забиваются или перекрываются песком, глиной, гравием, в связи с чем удельный дебит скважин снижается.

Для борьбы с механической кольматацией на исследуемом месторождении применяется эрлифтная прокачка технологических скважин сжатым воздухом и свабирование [47]. Эти методы широко распространены в отечественной и зарубежной практике [48,49].

1) Эрлифтная прокачка – промывка скважин от механических примесей нагнетаемым практически на всю их глубину сжатым воздухом (рис.4.2).



Рисунок 4.2 – Эрлифтная прокачка

Эрлифтная прокачка компрессором заключается в создании депрессии на водоносный горизонт за счет насыщения воздухом жидкости, находящейся в стволе скважины (воздушно-водяная смесь). Нагнетание воздуха производится с помощью передвижной компрессорной установки, через воздухоподающий шланг. Отвод загрязненных растворов осуществляется через кондуктор, смонтированный на оголовке скважины. Сбор загрязненных растворов производится в накопительную емкость, откуда после оседания механических взвесей с помощью погружного насоса они перекачиваются через коллектор в пескоотстойник.

Прокачка скважин с применением эрлифта проводится с применением высокопроизводительных передвижных компрессоров типа XANS, XAVS.

Нами были собраны статистические данные МРЦ технологических скважин после эрлифтной прокачки.

Обработка данных позволила получить зависимость МРЦ технологических скважин от эрлифтной прокачки. Как видно из графика, МРЦ скважин изменяется от 7 дней до 32 дней, в среднем составляет 18 суток (рис.4.3).



Рисунок 4.3 - Эрлифтная прокачка передвижным компрессором

2) Свабирование заключается в создании депрессии в водоносном горизонте с помощью специального устройства (сваба), устанавливаемого на бурильных трубах бурового агрегата (рисунок 4.4).

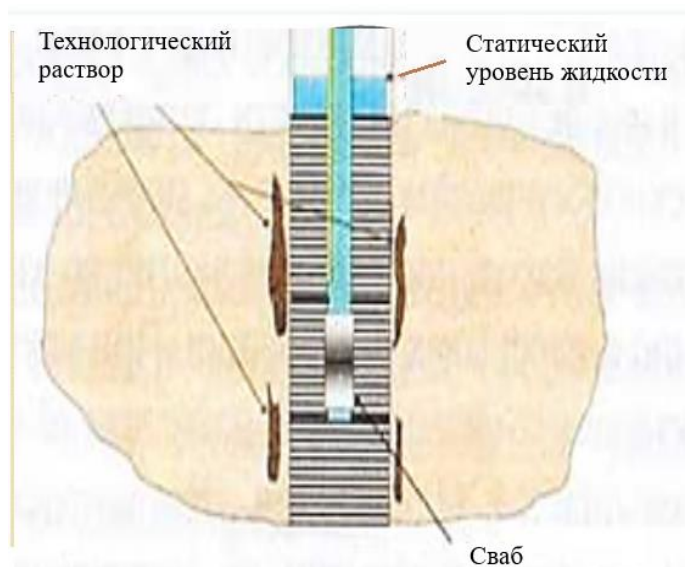


Рисунок 4.4 – Схема свабирования скважины

Конструкция сваба представляет собой поршень с вмонтированным обратным клапаном, грузовыми штангами и манжетами для уплотнения. Свабирование производится в технологической скважине в зоне фильтра.

Процесс свабирования представляет собой специфический дренаж, направленный на очистку призабойной зоны скважины. Технология заключается в том, что сваб помещают в скважину. Затем он погружается в жидкость за счет конструктивных особенностей. При извлечении сваба обратный клапан закрывается, а столб жидкости, который находится над поршнем, поднимается вместе с ним. Это приводит к образованию низкого давления в скважине, что, в свою очередь, вызывает приток продуктивного раствора, увеличивая дебит и очищая прифилтровую зону. Для процесса характерна цикличность. В перерывах проводится эрлифтная прокачка.

После обработки данных по результатам проведения комплекса «свабирование — прокачка» был получен график МРЦ технологических скважин. Как видно из графика, после свабирования и эрлифтной прокачки МРЦ скважин изменяется от 14 до 50 суток, в среднем составляет 30 суток (рис.4.5).



Рис.4.5 – Комплекс «Свабирование - эрлифтная прокачка»

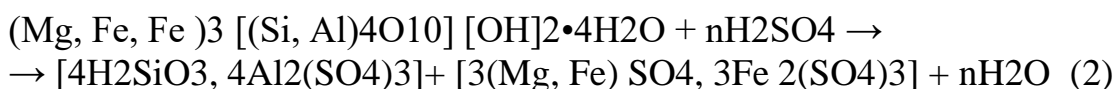
Анализ вышеперечисленных видов РВР показал, что самый короткий МРЦ после эрлифтной прокачки (в среднем 18 суток), а максимальный МРЦ (в среднем 30 суток) наблюдается после комплексного свабирования с эрлифтной прокачкой.

К химическим способам восстановления производительности скважин относится реагентная (химическая) обработка скважины, заключающаяся в подаче химических растворов в фильтровую колонну и прифильтровую зону для растворения кольматирующих образований. Она применяется на технологических скважинах, характеризующихся химической кольматацией, т.е. когда физико-механические способы очистки фильтровой колонны и прифильтровой зоны не дают положительного результата. Реагентная обработка технологических скважин проводится совместно с проведением РВР по удалению песчаных пробок, промывки фильтровой колонны и отстойника, эрлифтной прокачки скважины.

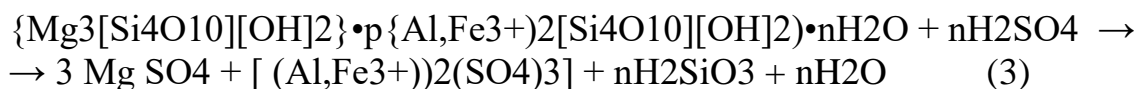
Растворение и удаление продуктов реакции за пределы скважины осуществляется путем эрлифтной прокачки.

В процессе ПСВ урана на месторождении Семизбай для химической обработки в качестве реагента используется серная кислота. Взаимодействие серной кислоты [50], содержащейся в выщелачивающих растворах, с породообразующими минералами происходит по следующим химическим уравнениям:

- взаимодействие гидрослюд с растворами серной кислоты –



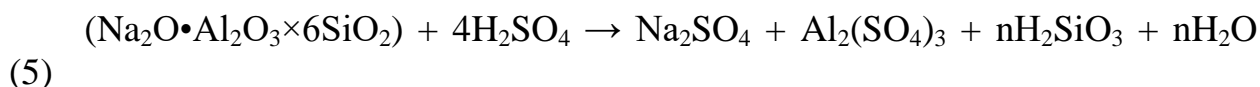
- взаимодействие монтмориллонита с растворами серной кислоты -



- взаимодействие карбонатов с растворами серной кислоты – кальцит, доломит, сидерит (железный шпат) –



- взаимодействие полевых шпатов с растворами серной кислоты (альбит)



Реакции химического взаимодействия растворов серной кислоты приведены с преобладающими породообразующими минералами, содержание которых более 3 %.

Выкристаллизовавшиеся соединения кремнезема в межпоровом пространстве являются малорастворимыми соединениями и фактически выступают в роли цементообразующей породы в проницаемых породах.

Суть реагентной (химической) обработки скважины состоит в разрушении когельматизирующих образований путём обработки прифилтровой зоны скважин химическими соединениями. Подача реагентов в зону установки фильтров осуществляется обычно свободным наливом в скважину с последующим отдавливанием их выщелачивающим раствором в фильтровую зону при статическом уровне жидкости ниже уровня земли. После отдавливания выщелачивающим раствором проводится эрлифтная прокачка для удаления растворенных частиц когельматанта.

При образовании химической когельматации происходит изменение градиента значений рН в проницаемой рудовмещающей породе в процессе движения выщелачивающих растворов от закачной скважины к откачной. По мере увеличения значения рН происходит пресыщение растворов теми или иными солями, которые были попутно растворены серной кислотой ((Ca, Mg, Fe) (SO₄)_n).

В результате обработки прифилтровой зоны технологической скважины химическими растворами с разной кислотностью происходит частичное либо полное растворение высалившихся соединений в межпоровом пространстве рудовмещающих пород[51], в последствии чего сечение пор увеличивается и, соответственно, восстанавливается производительность (дебит/приемистость) скважины.

Обработка данных проведенных РВР с химической обработкой позволила получить график МРЦ технологических скважин. Как видно из графика, после химической (реагентной) обработки МРЦ скважин изменяется от 15 до 35 суток, в среднем составляет 25 суток (рис.4.6).

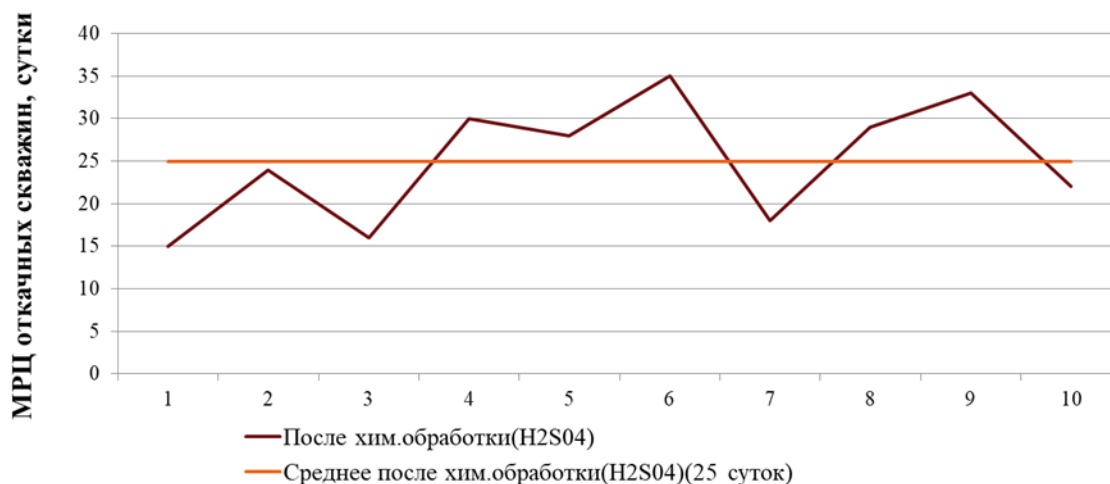


Рисунок 4.6 - Химическая обработка технологических скважин

Однако, помимо выпадения солей, которые относительно легко растворяются растворами серной кислоты и обладают высокой степенью растворимости, имеет место выпадение в межпоровом пространстве коллоидных систем растворенного аморфного кремнезема.

В результате химической обработки эффект увеличения дебита кратковременен, либо совсем незначителен. МРЦ составляет в среднем 25 суток (Рисунок 4.7). Данные факты свидетельствуют о том, что большая часть колюматирующих соединений представлена соединениями кремния. Процесс колюматации нерастворимыми серной кислотой соединениями кремния на данном месторождении является одним из основных причин снижения эффективности ПСВ урана.

Ниже представлен обобщённый сравнительный график по трём выше перечисленным видам РВР (Рисунок 4.8).

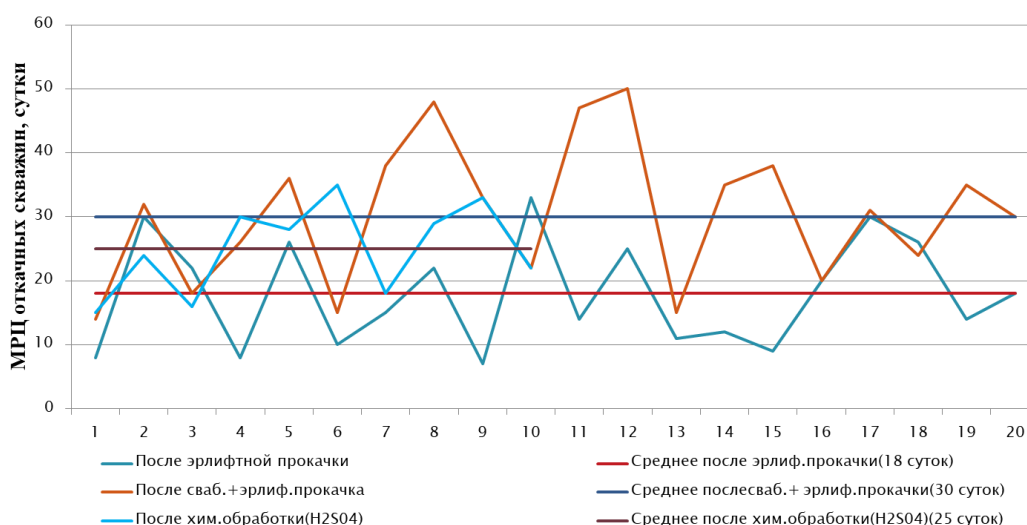
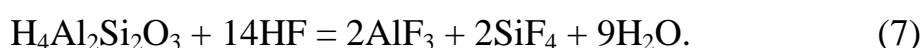


Рис.4.8 - Сравнительный график по межремонтному циклу после ремонтно-восстановительных работ разных видов

Следует отметить, что борьба с химической кольматацией путем применения растворов с высокой кислотностью не дает положительного результата ожидаемого качества, как и механические способы очищения фильтра (эрлифтная прокачка и свабиrowание).

4.2 Предлагаемые химические реагенты для восстановления производительности скважин и повышения концентрации урана в ПР

Как известно из курса химии, плавиковая кислота (фтористоводородная - HF) растворяет соединения кремния по следующим реакциям:



Чем активнее металл, входящий в состав силикатов, тем легче происходит разложение силикатов кислотами.

Плавиковая кислота разлагает все силикаты. Действие этой кислоты основано на образовании газообразного тетрафторида кремния. Однако раствор плавиковой кислоты является чрезвычайно опасным соединением. Поэтому применение плавиковой кислоты является крайне нежелательным. В настоящее время химической промышленностью выпускаются аммиачные соли плавиковой кислоты (бифторид аммония), которые при взаимодействии с растворами серной кислоты образуют плавиковую кислоту :



Образовавшаяся плавиковая кислота в результате реакции может быть применена в качестве реагента для растворения труднорастворимых соединений кремния в прифильтровой зоне технологической скважины.

В процессе реакции происходит растворение как кольматанта, так и части терригенной составляющей песков, в целом увеличивая эффективную пористость массива рудного блока. При этом плавиковая кислота полностью утилизируется за счет большого количества кварца, содержащегося в песках. Кремнефтористая H_2SiF_6 и алюмофтористая H_3AlF_6 кислоты устойчивы в кислотных растворах.

На месторождении Семизбай были проведены опытно-промышленные исследования по применению бифторида аммония для ликвидации труднорастворимой кольматации.

Бифторид аммония (аммоний фтористый кислый) это бесцветные, слабо гигроскопичные кристаллы с ромбической решеткой.

Для достижения необходимых показателей откачной скважины (увеличения дебита), нами был предложен метод использования раствора

бифторида аммония в присутствии раствора серной кислоты для повышения эффективности растворения коагулирующих веществ.

На первом этапе была проведена химическая обработка бифторидом аммония на 5 технологических скважинах (таблица 4.1). Предварительно был приготовлен водный раствор бифторида аммония соотношением 250:25 в ёмкости. Далее, опустив сливной шланг в прифильтровую зону обсадной колонны скважины, была открыта сливная задвижка ёмкости с реагентом. Скорость подачи реагента в скважину регулировалась сливным вентилем.

После отстаивания скважины для прохождения реакции в полном объёме в течении 36-48 часов, произвели очистку прифильтровой зоны скважины и отстойника эрлифтной прокачкой до осветления растворов[52]. В результате проведения химической обработки по данной методике ожидаемый эффект достигнут не был. Результаты представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 - Результаты экспериментов химической обработки технологических скважин

№ п/п	Номер скважины	Тип скважины	Дебит и приемистость до обработки, м ³ /час	Объем раствора, л	Объем NH ₄ F*H ₂ F, кг	Время ожидания, час	Дебит и приемистость после обработки, м ³ /час
1	1	закачная	1,40	250	25	48	1,5
2	2	закачная	1,1	250	25	36	2,0
3	3	откачная	1,3	250	25	36	2,1
4	4	откачная	1,9	250	25	36	2,8
5	5	откачная	2,2	250	75	48	2,2

Для достижения требуемых показателей откачной скважины (увеличения дебита), нами был предложен измененный метод использования раствора бифторида аммония в присутствии раствора серной кислоты.

На втором этапе во избежание потерь бифторида аммония в процессе реакции, установили загрузочный короб на устье обсадной колонны скважины. Через данный короб бифторид аммония без предварительного растворения засыпался сразу в скважину. Далее, опустив сливной шланг в обсадную колонну скважины на глубину ниже статического уровня 5-10 м и закрепив его на устье скважины, была проведена углубленная химическая обработка выщелачивающим раствором с высокой кислотностью (ВРВК). Скорость подачи ВРВК в скважину регулировалась сливным вентилем в зависимости от её приёмистости.

Необходимый объём бифторида аммония (кг) и раствора серной кислоты (м³) в скважину определялся с учётом индивидуальных особенностей каждой технологической скважины.

Время ожидания эрлифтной прокачки после подачи бифторида аммония колебалось в пределах 24-48 часов. Расход бифторида аммония на обработку одной технологической скважины составил 15-50 кг (рис. 4.9;4.10;4.11). После ожидания отстаивания скважины в режиме реагентной обработки, была проведена эрлифтная прокачка прифилтровой зоны скважины и отстойника до осветления растворов.

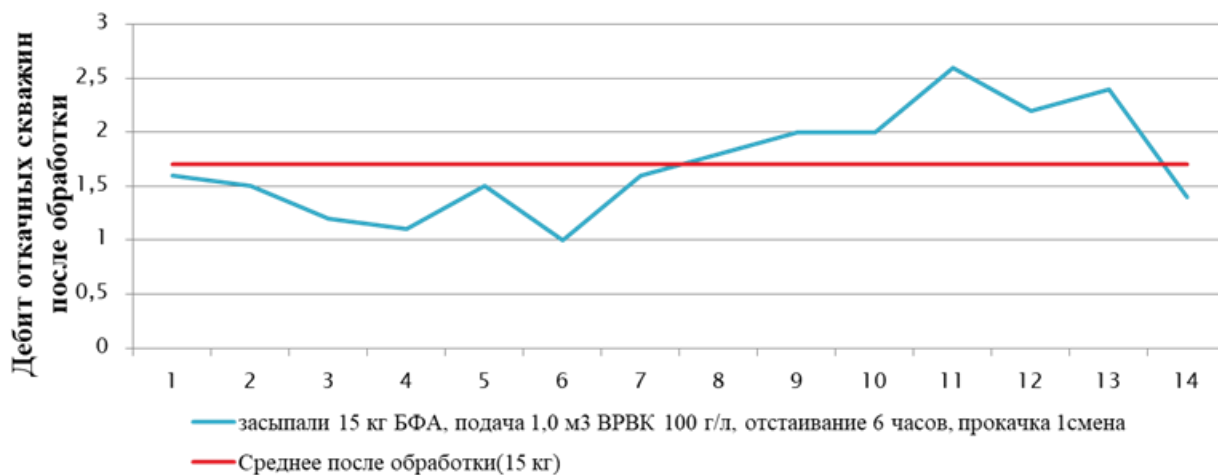


Рисунок 4.9 - Химическая обработка технологических скважин с БФА (15кг)

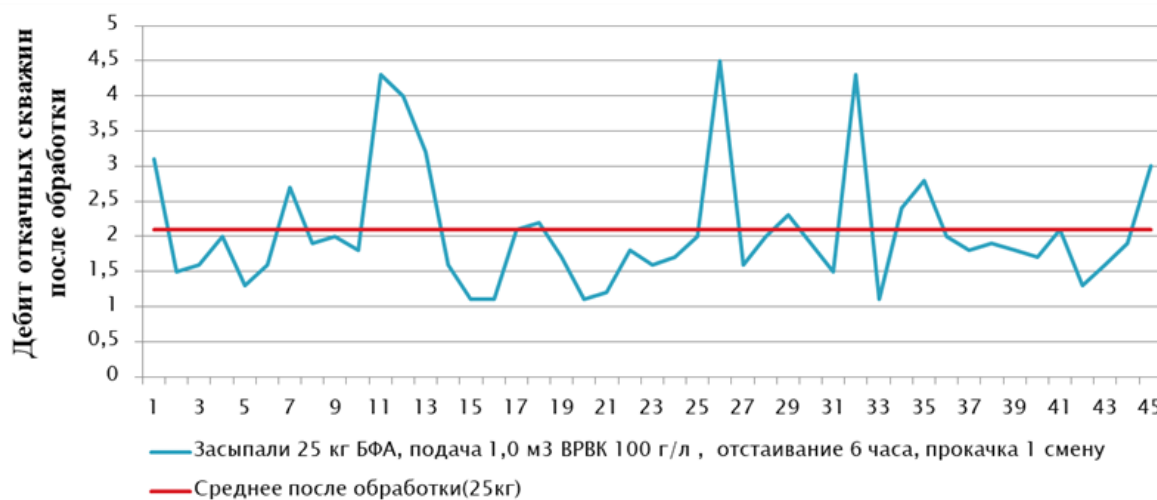


Рисунок 4.10 - Химическая обработка технологических скважин с БФА (25 кг)

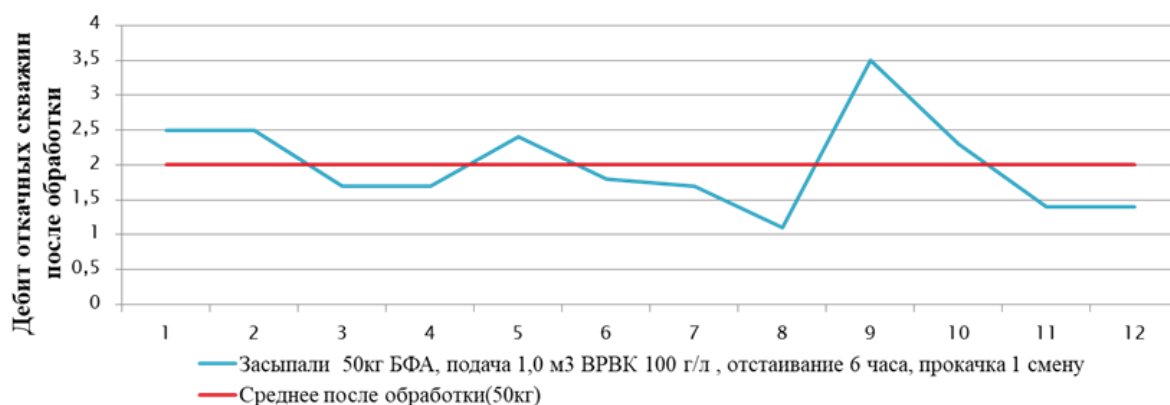


Рисунок 4.11 - Химическая обработка технологических скважин с БФА (50 кг)

По результатам химической обработки технологических скважин бифторидом аммония с использованием 25 и 50 кг, как видно из рисунков 4.9 и 4.10, существенного отличия не наблюдается. Поэтому для сравнительного графика нами были использованы только результаты химической обработки с применением 15 и 25 кг (рис.4.12).

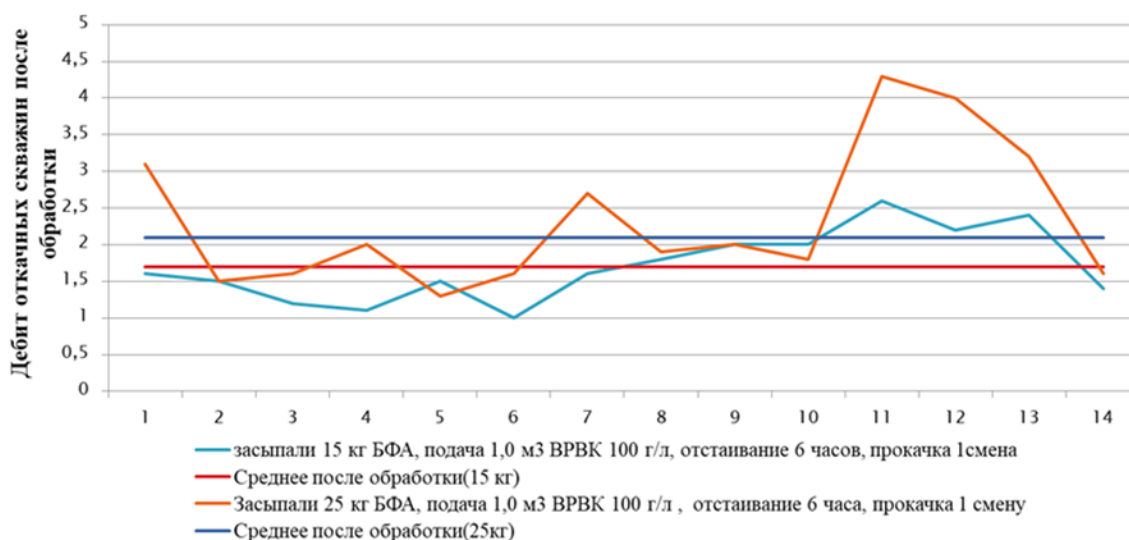


Рисунок 4.12 – Сравнительный график результатов химической обработки технологических скважин БФА.

В результате проведения химической обработки бифторидом аммония по второй предложенной методике дебиты в технологических скважинах увеличились с 1,4-2,0 м³/час до 4,4-5,3 м³/час соответственно. Таким образом получено увеличение производительности скважины от 48% до 75%, местами до 150% (рис.4.13).

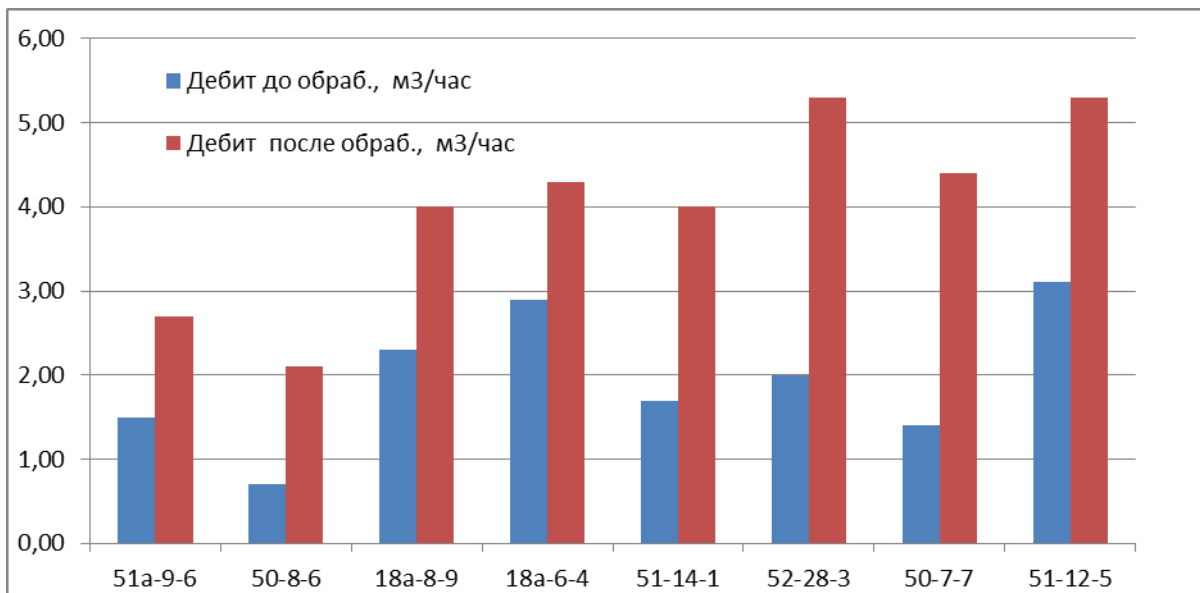


Рисунок 4.13 - Изменения дебитов технологических скважин в результате химической обработки БФА

После обработки скважин бифторидом аммония по методике, предложенной на втором этапе, межремонтный цикл, в среднем, увеличился на 55 дней. Из полученных результатов был сделан вывод, что методика, при которой БФА без растворения засыпается в скважину, а сверху подается ВРВК является более эффективной, так как реакция образования плавиковой кислоты проходит непосредственно в прифильтровой зоне, реагируя с труднорастворимыми соединениями кремния, уменьшая кольматацию фильтров технологических скважин (рис.4.14).

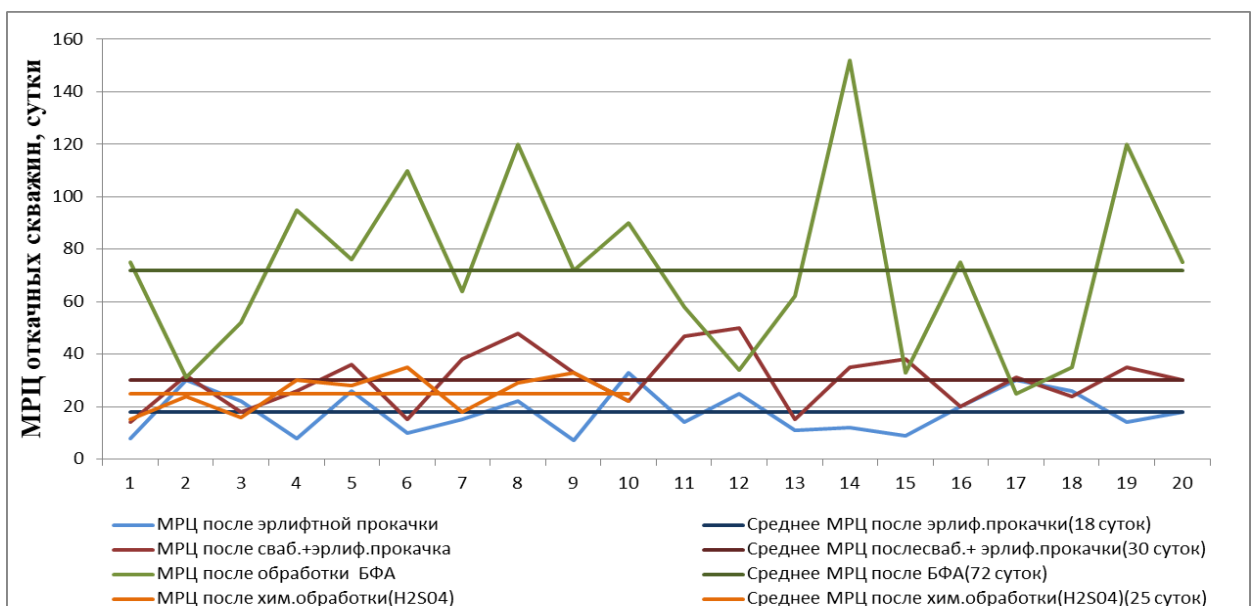


Рисунок 4.14 - Сравнительный анализ по межремонтному циклу после ремонтно-восстановительных работ

Химическая обработка технологических скважин кислотными растворами с применением бифторида аммония с целью ликвидации химической труднорастворимой кольматации дает результаты, удовлетворяющие поставленным задачам.

Для увеличения эффективности процесса ПСВ не только повышением производительности скважин нами были проведены исследования влияния пероксида водорода в качестве окислителя на процесс выщелачивания, путем добавления его в выщелачивающие растворы.

При подземном выщелачивании урана выделяют три основных стадии отработки: закисление рудовмещающего пласта, выщелачивание (или активное выщелачивание) и довыщелачивание (или отмывка) [53].

На сегодняшний день на урановых месторождениях Казахстана существует ряд технологических блоков с затянутым сроком отработки. В связи с этим возникает проблема перерасхода используемых реагентов и материалов. Одним из путей повышения эффективности процесса выщелачивания является применение пероксида водорода. В период выщелачивания, одним из эффективных окислителей урана является трёхвалентное железо. Следует отметить, что месторождение Семизбай, в отличие от месторождений Шу-Сарысу и Сырдарьинской провинций, характеризуется глубоким вторичным восстановлением, приведшим к практически полному исчезновению железа $^{3+}$ в составе пластовых вод и ГРМ [21]. Следовательно, для создания окислительной среды в растворах выщелачивания требуется предварительное окисление железа $^{2+}$ в железо $^{3+}$.

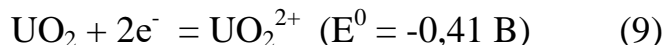
В связи с этим были проведены опытно-промышленные работы по применению в качестве окислителя железа $^{2+}$ в железо $^{3+}$ пероксидом водорода (с содержанием H_2O_2 до 60%) на существующих технологических блоках месторождения и сбор статистических данных для выявления целесообразности применения данного реагента для интенсификации процесса выщелачивания, сокращения сроков отработки блоков и уменьшения расхода реагентов.

Главным достоинством этого способа являются техническая простота и экологическая безопасность, т.к. побочным продуктом процесса окисления является только вода [54].

Поведение урана при ПСВ в значительной мере зависит как от минерального состава месторождения так и от его типа и возраста. Например лучше всего растворяются черни и окисленные минералы, хуже – настуран, уранинит и смолка. При этом минералы U^{4+} (уранинит, настуран, коффинит) эффективно растворяются только в присутствии окислителей. Урановая минерализация на месторождении установлена во всех литологических разностях осадочных пород. Минералы урана представлены коффинитом, настураном, урановыми чернями и редко встречающимися вторичными минералами.

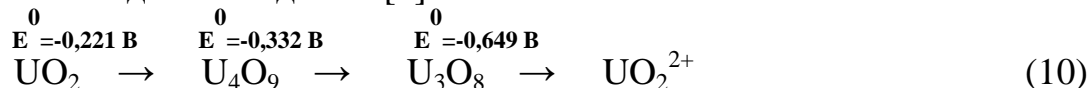
Экспериментальные работы по подаче пероксида водорода были проведены на технологических блоках при различной кислотности выщелачивающих растворов. Контролируемым параметром, свидетельствующим о количестве подаваемого на окисление пероксида водорода, является значение ОВП и концентрация 3-х валентного железа в выщелачивающих растворах.

Окисление урановых минералов [55] в кислой среде описывается уравнением:



Однако, фактически состав природного настурана никогда не соответствует формуле UO_2 и колеблется в пределах от $\text{UO}_{2,08}$ до $\text{UO}_{2,67}$ (U_3O_8), что заставляет вносить определенные коррективы в уравнение (9).

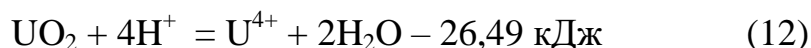
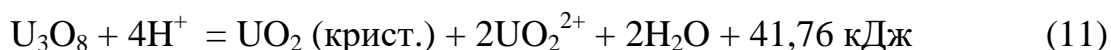
Кристаллы природного настурана, в зависимости от степени окисленности, представляют собой смесь либо UO_2 с U_4O_9 , либо U_4O_9 с U_3O_8 , и окисление его идет постадийно [4]:



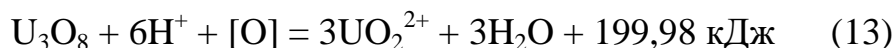
Таким образом, окисление UO_2 в U_4O_9 протекает при очень низком значении ОВП, U_4O_9 в U_3O_8 – при несколько более высоком, а окисление U_3O_8 в UO_2^{2+} требует значительно более высокого ОВП – на 0,239В выше, чем для реакции (9), поэтому в месторождениях роллового типа в зоне окисления в довольно широкой области ОВП настуран присутствует именно в виде U_3O_8 .

При сернокислотном ПСВ выщелачивание U_3O_8 описывается уравнениями:

в отсутствие окислителей:



в присутствии окислителей:



Термодинамический расчет показывает, что равновесие реакции (13) наступает при $\text{pH} = -1,16$, т.е. она эффективно протекает только в очень концентрированных кислотах. Поэтому степень извлечения урана (4+) пренебрежимо мала при выщелачивании U_3O_8 в растворах при $\text{pH} \approx 2,3$ наблюдается соотношение $\text{UO}_2^{2+}/\text{U}^{4+} \approx 300$, поэтому в отсутствие окислителей максимальная степень извлечения урана из U_3O_8 составляет $\approx 67\%$, а в присутствии окислителей более 80%. При этом, поскольку тепловой эффект

реакции (11) значительно выше, чем реакции (12), скорость ее протекания также в несколько раз выше [56].

По результатам проведенных экспериментальных работ были получены зависимости значения содержания урана от концентрации серной кислоты и пероксида водорода в исследуемых технологических блоках и скважинах [57].

На рисунке 4.15 данные получены на первом этапе, в результате подачи пероксида водорода на опытный технологический блок А. На данном блоке окислитель подавался в условиях низкой кислотности выщелачивающих растворов (3-5 г/л).

Пероксид водорода подавался в течении 40 суток. При этом средняя концентрация пероксида составила 0,4 л/м³ выщелачивающего раствора. Как видно на рисунке 4.15 через 24 дня с начала подачи пероксида водорода наблюдалось незначительное повышение содержания урана на 6-8 мг/л.

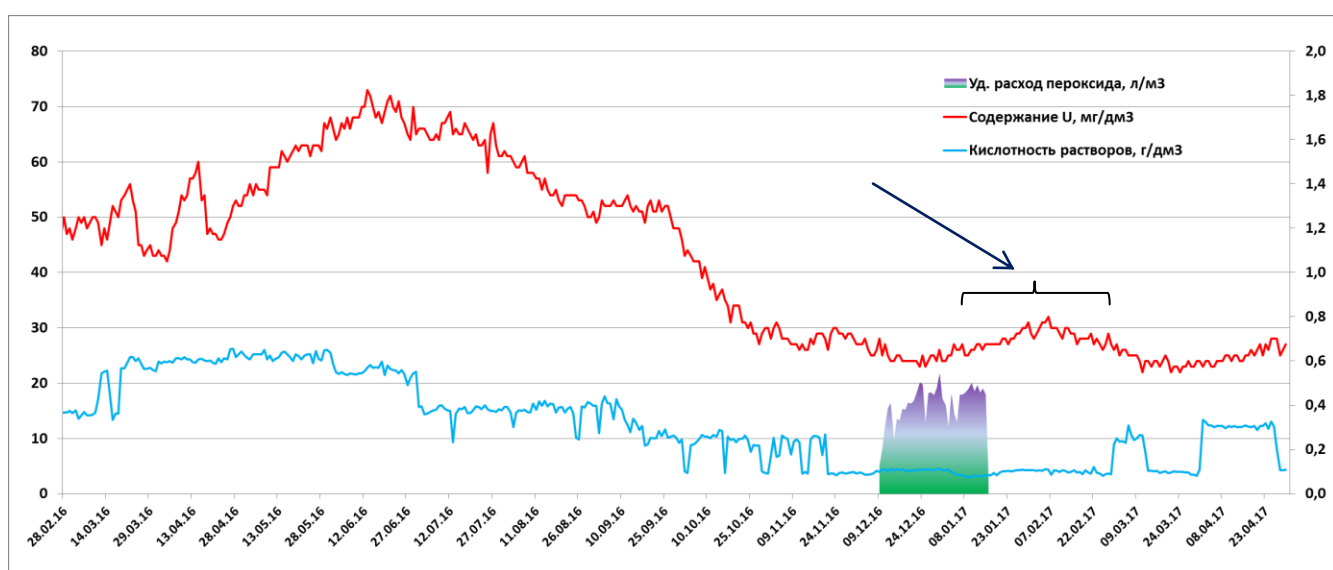


Рисунок 4.15 - Подача пероксида водорода в условиях низкой кислотности (3-5 г/л)

На втором этапе экспериментальных работ на технологический блок Б подавался пероксид водорода при концентрации серной кислоты в выщелачивающих растворах $\approx 15-20$ г/л (рис. 4.16). При этом через короткий промежуток времени с начала подачи пероксида водорода наблюдался рост концентрации урана в продуктивных растворах.

После остановки подачи пероксида водорода на технологический блок Б концентрация серной кислоты в выщелачивающем растворе оставалась на уровне 15-18 г/л. Однако, наблюдалось стабильное значительное снижение концентрации урана в продуктивных растворах.

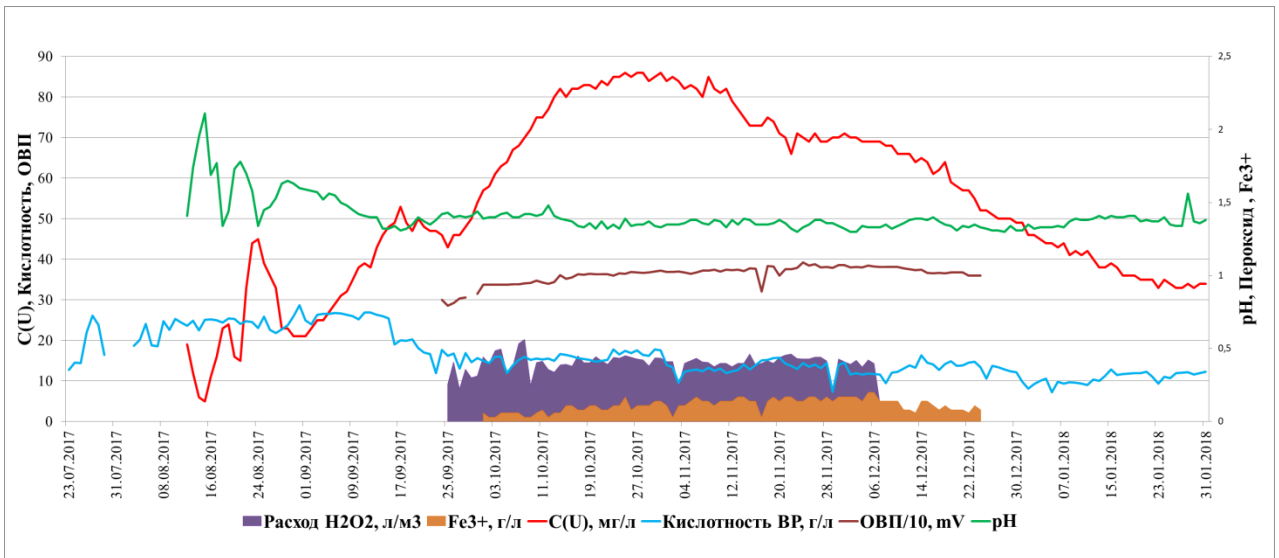


Рисунок 4.16 - Подача пероксида водорода в условиях средней кислотности (15-20 г/л)

На третьем этапе пероксид водорода подавался точно, по отдельным скважинам. Для экспериментальных работ были выбраны две скважины, одна из которых расположена в центре блока, а вторая является одиночной пушпульной скважиной. Ниже на рисунках 4.17 и 4.18 представлены графики работы данных скважин при подаче выщелачивающего раствора только с серной кислотой, а в последующем с добавлением пероксида водорода.

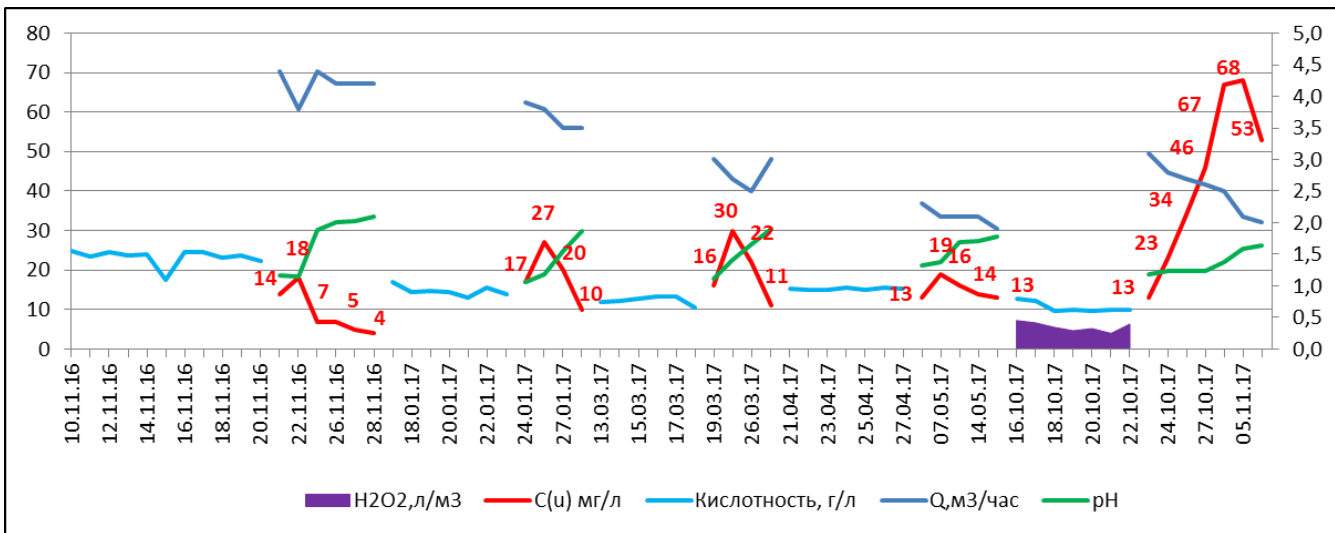


Рисунок 4.17- Подача пероксида водорода по отдельным скважинам (точечно), скважина универсальная в центре блока.

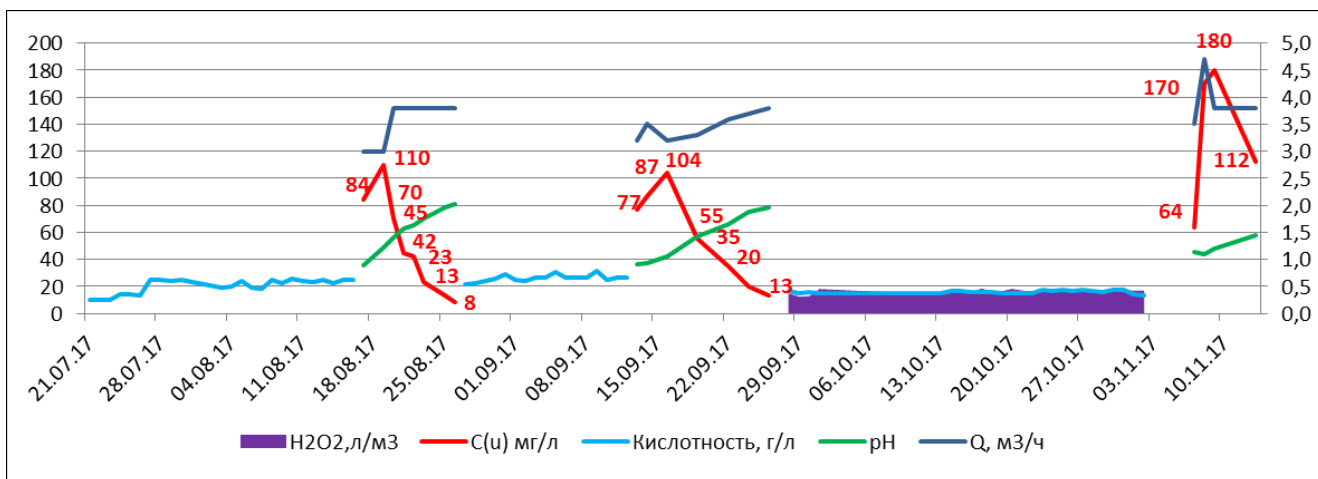


Рисунок 4.18 - Подача пероксида водорода по отдельным скважинам (точечно), скважина «пуш-пул»

Результаты применения пероксида водорода на руднике «Семизбай» четко показывают, что применение пероксида водорода оказывает положительное влияние на увеличение концентрации урана в добываемых продуктивных растворах в среднем на 25%. В то же время оптимальными условиями подачи пероксида водорода является обеспечение концентрации серной кислоты в выщелачивающих растворах в значении не менее чем 13-15 г/л. В противном случае положительное влияние пероксида водорода существенно сокращается. Наиболее предпочтительным является подача пероксида водорода на блоки с низкой степенью обработки, на начальной стадии активного выщелачивания.

Результаты опытов также показали, что с ростом концентрации окисного железа в выщелачивающем растворе уменьшается время обработки блока, тем самым сокращается значение Ж:Т для уровня извлечения урана более 80%, снижается удельный расход серной кислоты на выщелачивание.

Проведенные исследования и опытно-промышленные испытания реагентов доказали правильность выбора реагентов (бифторид аммония и пероксид водорода) и технологии их применения согласно поставленным для них задачам (повышение производительности скважин и интенсификация процесса ПСВ соответственно).

4.3 Экономическая эффективность предлагаемой технологии

Экономическое сравнение схем вскрытия производится для выявления наиболее подходящего или оптимального варианта, после которого выбирается необходимая схема для проектирования эксплуатационных блоков и участков ПСВ.

Приведена эффективность схем вскрытия рудовмещающих горизонтов, а также вскрытия двухъярусных рудных тел с двумя сетью технологических скважин для экономического сравнения.

1) Проведем экономический анализ приводимых схем вскрытия типового технологического блока с площадью 15 тыс.м², для чего определим затраты на бурение и обсадку скважин.

$$Z_{\text{скв}} = N_{\text{мс}} \cdot H \cdot C_{\text{скв}}, \text{ тенге}; \quad (14)$$

где $N_{\text{мс}}$ – количество технологических скважин;

H – средняя глубина залегания рудовмещающего горизонта, м;

$C_{\text{скв}}$ – стоимость бурения и обсадка 1-го погонного метра технологической скважины, тенге;

Определим общие затраты для сравниваемых схем:

- при вскрытия сетью 20*20*20 (закачные скважины)

$$Z_{\text{зак}} = 30 \cdot 125 \cdot 9395 = 35231250 \text{ тенге};$$

- при вскрытия сетью 20*20*20 (откачные скважины)

$$Z_{\text{отк}} = 20 \cdot 125 \cdot 10197 = 25492500 \text{ тенге};$$

- при вскрытия сетью 25*25*25 (закачные скважины)

$$Z_{\text{зак}} = 20 \cdot 125 \cdot 9395 = 23487500 \text{ тенге};$$

- при вскрытия сетью 25*25*25 (откачные скважины)

$$Z_{\text{отк}} = 12 \cdot 125 \cdot 10197 = 15295500 \text{ тенге};$$

По расчетам видно, что бурение предлагаемой схемы вскрытия по откачным скважинам экономит ресурсы на 10197 млн. тенге, а по закачным на 11743,75 млн тенге.

Ожидаемая общая экономическая эффективность от предложенной сети вскрытия:

$$Э = Z_{\text{отк}} + Z_{\text{зак}}, \text{ тенге}; \quad (15)$$

$$Э = 10197000 + 11743750 = 21940750 \text{ тенге}$$

По результатам исследований было получено увеличение межремонтного цикла работы технологических скважин за счет обработки с бифторидом аммония на 23 суток. В среднем межремонтный цикл скважины увеличивается на 15 %.

Ожидаемый экономический эффект рассчитывается с учетом увеличением межремонтного цикла технологических скважин а также дополнительными затратами на обработку с бифторидом аммония.

$$\mathcal{E}_{\text{ож}} = \mathcal{E}_{\text{мц}} - \mathcal{Z}_6, \quad \text{тг/год}, \quad (16)$$

где $\mathcal{E}_{\text{мц}}$ - экономия средств за счет увеличения межремонтного цикла, тг/год;

\mathcal{Z}_6 – затраты на обработку с бифторидом аммония, тг/год;

а) Экономия средств за счет увеличения межремонтного цикла

$$\mathcal{E}_{\text{мц}} = (N_{\text{д}} - N_{\text{п}}) \cdot C_{\text{к}} = (225 - 120) \cdot 120000 = 12600000 \text{ тг/год}, \quad (17)$$

где $N_{\text{д}}$, $N_{\text{п}}$ - количество РВР за год до и после внедрения предлагаемой технологии;

$C_{\text{к}}$ – стоимость проведения РВР, тг.

б) Затраты на обработку с бифторидом аммония, тг/год

$$\mathcal{Z}_6 = (N_{\text{п}} \cdot Q_6) \cdot C_6, \text{тг/год} \quad (18)$$

$$\mathcal{Z}_6 = (120 \cdot 50) \cdot 1030 = 6180000$$

где $N_{\text{п}}$ - количество РВР после внедрения предлагаемой технологии;

Q_6 – объем бифторида аммония на обработку 1 скважину, кг;

C_6 – стоимость бифторида аммония за 1кг, тг.

Тогда, ожидаемый экономический эффект составит

$$\mathcal{E}_{\text{ож}} = 12600000 - 6180000 = 6420000 \text{ тг}. \quad (19)$$

С применением пероксида водорода экономический эффект рассчитывается с учетом средним увеличением концентрации металла в продуктивном растворе на 25% и дополнительными затратами на приобретение пероксида водорода

$$\mathcal{E}_{\text{ож}} = \mathcal{E}_{\text{к}} - \mathcal{Z}_{\text{п}}, \quad \text{тг/год}, \quad (20)$$

где $\mathcal{E}_{\text{к}}$ - экономия средств за счет увеличения концентрации металла, тг/год;

$Z_{\text{п}}$ – затраты на приобретение пероксида водорода, тг/год;

а) Экономия средств за счет увеличения концентрации металла, тг/год;

$$Q_{\text{мет}} = (N_{\text{скв}} \cdot Q_{\text{ср}} \cdot t_{\text{сут}} \cdot C_{\text{к}}) / 1000 \cdot C_{\text{пр}} = (12 \cdot 4,5 \cdot 24 \cdot 45) / 1000 \cdot 20750 = 1210140 \text{ тг/сут}, \quad (21)$$

где $N_{\text{скв}}$ - количество откачных скважин, шт;

$Q_{\text{ср}}$ – средний дебит откачных скважин, м³/час;

$t_{\text{сут}}$ – время, час/сутки;

$C_{\text{к}}$ – средняя концентрация металла, мг/л;

$C_{\text{пр}}$ – стоимость металла за кг;

$$\mathcal{E}_{\text{к}} = ((Q_{\text{мет}} \cdot 25\%) - Q_{\text{мет}}) \cdot T_{\text{год}}, \text{ тг/сут} \quad (22)$$

$$\mathcal{E}_{\text{к}} = ((1210140 \cdot 25\%) - 1210140) \cdot 91 = 27530685 \text{ тг/год}$$

б) затраты на приобретение пероксида водорода, тг/год

$$Z_{\text{п}} = (N_{\text{скв}} \cdot Q_{\text{ср}} \cdot t_{\text{сут}} \cdot C_{\text{к}} \cdot T_{\text{год}}) \cdot C_{\text{пр}}, \text{ тг/год} \quad (23)$$

$$Z_{\text{п}} = (12 \cdot 4,5 \cdot 24 \cdot 0,35 \cdot 91) \cdot 349 = 14405882,4 \text{ тг/год}$$

где $N_{\text{скв}}$ - количество откачных скважин, шт;

$Q_{\text{ср}}$ – средний дебит откачных скважин, м³/час;

$t_{\text{сут}}$ – время, час/сутки;

$C_{\text{к}}$ – средняя концентрация пероксида водорода, л/ м³;

$C_{\text{пр}}$ – стоимость пероксида водорода за литр;

$T_{\text{год}}$ – время подачи пероксида водорода в год, сутки/год

Тогда, ожидаемый экономический эффект составит

$$\mathcal{E}_{\text{ож}} = 27530685 - 14405882,4 = 13124802,6 \text{ тг/год}, \quad (24)$$

Общий ожидаемый экономический эффект составит, тг/год;

$$\mathcal{E}_{\text{общ}} = 21940750 + 6420000 + 13124802,6 = 41485552,6 \text{ тг/год}, \quad (25)$$

4.4 Выводы по главе

Для ликвидации кольматации скважин и повышения извлечения урана применяются различные технологии декольматации и реагенты, что не дает желаемых результатов.

Декольматация технологических скважин с применением растворов бифторида аммония дает положительные результаты надлежащего качества. Химическая обработка привела к увеличению дебита в технологических скважинах с 1,4 -2,0 м³/час до 4,4-5,3 м³/час, т.е. дебит увеличился от 48% до 75% соответственно, а местами до 150%.

Получены зависимости содержания урана в продуктивном растворе от концентрации пероксида водорода, что позволил определить необходимую ее концентрации с учетом кислотности выщелачивающего раствора. Результаты опытов также показали, что с ростом концентрации окисного железа в выщелачивающем растворе, для уровня извлечения урана более 80 % сокращается значение Ж:Т, снижается расход кислоты на взаимодействие с рудой, уменьшается время выщелачивания. Следовательно, для создания окислительной среды в растворах выщелачивания требуется предварительное окисление железа 2+ в железо 3+ с помощью пероксида водорода

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Краткие выводы по результатам исследований.

1. Проблемами при применении технологии подземного скважинного выщелачивания является снижение производительности технологических скважин в результате кольматации фильтров и прифильтровых зон водоносного пласта, неправильного выбора сети расположения скважин.

2. Для условий месторождения Семизбай более эффективным с точки зрения обеспечения необходимой производительности скважин и снижения частоты кольматации является рядная схема расположения скважин.

3. Для выщелачивания сближенных рудных залежей предложена технологическая схема расположения скважин, которая отличается тем, что технологические скважины нижнего рудного горизонта необходимо располагать посередине технологических скважин верхнего рудного горизонта. Равномерное распределение скважин по разряженной сети в плане снижает точечную гидравлическую нагрузку на водоносный рудный горизонт. Это влечет за собой более эффективное распределение технологических растворов в пласте и их свободную циркуляцию, исключая эффект «канализования» из-за избыточного давления на определенные участки.

4. Получены зависимости дебита скважин до и после обработки с применением бифторида аммония. Химическая обработка технологических скважин с применением растворов бифторида аммония дает положительные результаты надлежащего качества. Химическая обработка привела к увеличению дебита в технологических скважинах с 1,4 -2,0 м³/ч до 4,4-5,3 м³/ч, т.е. дебит, увеличился от 48% до 75% соответственно, а местами до 150%.

5. Для уменьшения времени на выщелачивание и повышение извлечения предложено использовать пероксид водорода с учетом концентрации серной кислоты в выщелачивающих растворах. Для условий месторождения Семизбай применение пероксида водорода оказывает положительное влияние на увеличение концентрации урана в добываемых продуктивных растворах в среднем на 25%.

Оценка полноты решений поставленных задач.

Решены следующие задачи, поставленные в работе:

- установлены зависимости производительности и частоты кольматации технологических скважин от схемы их расположения, что позволяет увеличить межремонтный цикл работы скважин и снизить себестоимость выщелачивания урана;

- получены зависимости величины рН от сети и параметров технологических скважин, что приводит к стабильному, равномерному прохождению процесса ПСВ и рациональному расходу реагентов;

- выявлены зависимости производительности технологических скважин от объема бифторида аммония, используемого при ремонтно-

восстановительных работах, что позволит повысить межремонтный цикл их работы, а также содержание урана в продуктивном растворе от применения пероксида водорода в выщелачивающем растворе.

Поставленные задачи в диссертации по повышению эффективности различных схем подземного скважинного выщелачивания при разработке гидрогенных месторождений решены полностью, цель работы достигнута. Предложена рядная схема расположения и сеть бурения скважин 25x25x25м, а также необходимая концентрация бифторида аммония и пероксида водорода.

Рекомендации и исходные данные по конкретному использованию результатов исследований.

На основании выполненных исследований:

- Для месторождения Семизбай рекомендуется использование рядной схемы расположения скважин и сети их бурения 25x25x25м, что приводит к стабильному, равномерному протеканию процесса и рациональному расходу реагентов.

- Необходимые значения рН для эффективного протекания процесса выщелачивания достигаются с истечением 60-70 суток.

- Для проведения ремонтно-восстановительных работ рекомендована концентрация бифторида аммония 25 кг на одну технологическую скважину.

- При применении пероксида водорода необходимая концентрация серной кислоты в выщелачивающем растворе должна быть не менее 13-15 г/л.

Оценка технико-экономической эффективности.

Экономический эффект от внедрения результатов исследования рассчитан на блок площадью 15 тыс.м², с учетом увеличения межремонтного цикла работы скважины на 15 % и концентрации металла в продуктивном растворе на 25% и составляет 41485552,6 тг.

Оценка научного уровня выполненной работы в сравнении с лучшими достижениями в данной области.

Оценка научного уровня выполненной работы проведена на основании анализа научно-исследовательских работ СНГ и дальнего зарубежья. Выполненный анализ литературных источников, результаты теоретических и экспериментальных исследований, представленных в настоящей диссертации, позволяют сделать вывод, что исследования по выбору схемы и сети расположения скважин для отработки сложных гидрогенных месторождений урана с учетом величины рН до настоящего времени не были проведены. На действующих предприятиях концентрация бифторида аммония и использование пероксида водорода принимается по аналогии, без учета геологических особенностей месторождения, поэтому выполненная диссертация обладает новизной и соответствует современному научно-техническому уровню и тенденциям развития технологии подземного скважинного выщелачивания урана.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Суходолов А.П. Мировые запасы урана: перспективы сырьевого обеспечения атомной энергетики.// Известия Иркутской государственной экономической академии. 2010. № 4(72) С.166-169
- 2 Boytsov A. Worldwide ISL Uranium Mining Outlook: presentation//Proceedings of the International Symposium on Uranium Raw Material for the Nuclear Fuel Cycle: Exploration, Mining, Production, Supply and Demand, Economics and Environmental Issues (URAM-2014),23-27 June 2014.-Vienna: IAEA, 2014. P.1-23
- 3 Джакупов Д.А. Повышение эффективности добычи урана методом подземного скважинного выщелачивания/ Международная научно-техническая конференция «Инновационное развитие горнодобывающей отрасли»-Кривой Рог, 2016.С. 130
- 4 Битимбаев М.Ж., Химическая кольтматация и способы ее устранения при подземном выщелачивании металлов// Вестник Национальной инженерной академии РК, 2009. №2(32) С.122-125
- 5 Назарова З. М., Овсейчук В. А., Лементя О. Ю. Рынок урана: современное состояние, проблемы и перспективы его развития // Проблемы современной экономики. 2016. № 2. С. 159–162
- 6 Derek M. Insight: Uranium is in a holding pattern//Commodity Insights Bulletin.2015.-8p
- 7 Голик В.И., Култышев В.И. История и перспективы выщелачивания урана// Горный информационно-аналитический бюллетень. 2011.№7. С. 138–143
- 8 Аренс В.Ж., Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых. М.: Недра, 1975. – 260 с.
- 9 Бахуров В. Г., Руднева И. К., Химическая добыча полезных ископаемых, М.: Недра, 1972. – 134 с.
- 10 Поезжаев И.П., Полиновский К.Д., Горбатенко О.А. и др. «Геотехнология урана: учебное пособие» / Под общей редакцией Ю.В.Демехова, Б.М. Ибраева. - Алматы.-2017.- 327 с.
- 11 Белецкий В.И., Богатков Л.К., Волков Н.И. и др. Справочник по геотехнологии урана.//под ред. Скороварова Д.И.-М.:Энергоатомиздат, 1997.- 672 с
- 12 Чесноков Н.И., Котенко Е.А., Грязнов М, В. Уранодобывающая промышленность капиталистических стран. М.: Атомиздат, 1979.- 145 с.
- 13 Калабин А.И. Добыча полезного ископаемого выщелачиванием и другими геотехнологическими методами. – М.: Атомиздат, 1981.-145 с
- 14 Грабовников В.А. Геотехнологические исследования при разведке металлов. М.: Недра, 1983.- 119 с
- 15 Мамилов В.А. Петров Р.П. и др. Добыча урана методом подземного выщелачивания. -М.- Атомиздат.- 1980.- 248 с.

16 Луценко И.К., Белецкий В.И., Давыдова Л.Г. Бесшахтная разработка рудных месторождений. М.: Недра, 1986.-177 с.

17 Шулика В.П., Вильнянский А.С., Глазунов И.С. Современное состояние подземного выщелачивания урана в капиталистических странах //Атомная техника за рубежом. 1983. № 3 С. 9— 13.

18 Евсеева Л.С., Кац Б.С. и др. Комплексное изучения Семизбайского месторождения с целью возможности отработки способом подземного выщелачивания. -Том I, II. -Фонды ЦНИЛ ЦГХК. – 1976

19 Бубнов В.К., Волков Н.И., Наравас А.К. и др. Результаты опытно-промышленных испытаний подземного серноокислотного выщелачивания урана из руд месторождения Семизбай по состоянию на 01.03.88. Совместный отчет ЦГХК и ВНИИХТа. - Фонды ЦГХК. - 1988. – с. 188.

20 Берикболов Б.Р., Петров Н.Н., Карелин В.Г. Месторождения урана Казахстана. Алматы 1996.-219 с.

21 Аубакиров Х.Б. О причинах возникновения проблем при отработке уранового месторождения Семизбай, Геология и охрана недр 2(63) 2017.-80-84 с

22 Регламент использования наблюдательных скважин за техногенным воздействием процесса ПСВ на подземные воды; согласован «Комитетом Охраны Окружающей Среды МПРООС РК; утверждён НАК «Казатомпром» 15.04.2002

23 Язиков В.Г., Рогов Е.И., Забазнов В.Л., Рогов А.Е. Геотехнология металлов. – Алматы: ТОО «Fortess», 2005. 394 с

24 Носков М.Д. Добыча урана методом скважинного подземного выщелачивания. - Северск 2010.-83 с.

25 Язиков В.Г., Забазнов В.Л., Петров Н.Н., Рогов Е.И., Рогов А.Е. Геотехнология урана на месторождениях Казахстана. - Алматы, 2001.-442 с.

26 Юсупов Х.А., Джакупов Д.А., Башилова Е.С. Влияние схем вскрытия технологических блоков при отработке месторождений урана./Труды университета.- Караганда, №3 2018.- С.76-78

27 Yussupov Kh., Jakupov D. The effect of the concentration of sulfuric acid on the distance between the wells in the uranium leaching// Горный журнал Казахстана.- 2018. -№2.-С. 13-14.

28 Отчет о научно-исследовательской работе «Разработка технологий снижения частоты кольматации при ПСВ урана// КазНИТУ им.К.И.Сатпаева, - 2017.- С.97

29 Юсупов Х.А., Джакупов Д.А., Назарбаева Н.А. Выбор схемы и параметров скважин технологического блока/ Международная научно-практическая конференция «Научное и кадровое сопровождение инновационного развития горно-металлургического комплекса». - Алматы, 2017.-С.168-170

30 Назарова З.М., Желнин Е.П. Состояние, проблемы и перспективы освоения месторождений Эльконскогоурановорудного района // Модернизация и развитие современного инновационного общества: экономические,

социальные, правовые, философские тенденции: Материалы международной научно-практической конференции/ Отв. ред. В.И.Долгий. — Саратов: ИЦ Недр, 2013.- С. 137–142

31 Джакупов Д.А. Влияние искривления технологических скважин на показатели выщелачивания урана/ Труды Сатпаевских чтений «Инновационные решения традиционных проблем: инженерия и технологии».-Алматы,2018.С. 878-880

32 Инструкция по подземному скважинному выщелачиванию урана.//Методические рекомендации.- Алматы, 2006, - 310 с.

33 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах на пластово-инфильтрационных месторождениях урана. – Алматы, 2010. – 204 с.

34 Толстов Е.А., Толстов Д.Е. Физико-химические геотехнологии освоения месторождения урана и золота в кызылкумском регионе. «Геоинформцентр» Москва 2002 г.- 286 с

35 Саттаров Г.С., Першин М.Е., Колпакова Е.В., Лильбок Л.А., Есаулов В.Н. Научные аспекты развития работ подземного выщелачивания урана в НГМК // Горный вестник Узбекистана, 2007 г., т.28, № 1, с.39-45.

36 Абдульманов И.Г., Фазлуллин М.И., Мосев А.Ф., Пименов М.К., Савинова Н.К. Комплексы подземного выщелачивания//под ред. Кедрового О.Л. –М.: Недр, 1992. – 263 с.

37 Способ подземного выщелачивания металлов из месторождений с ярусным залеганием рудных залежей // Патент Республики Казахстан №15429. 2008. Бюл. №2. / Язиков В.Г., Рогов Е.И., Дуйсебаев Б.О. и др.

38 Живов В.Л., Бойцов А.В., Шумилин М.В. Уран: геология, добыча, экономика// Москва 2012.- 304 с

39 Gavin M. Mudd, Critical review of acid in situ leach uranium mining: 1. USA and Australia, Cases and Solutions, Environmental Geology, 2001, Vol. 41 p. 390-391.

40 Интыкбаев А.М., Алыбаев Ж.А. Основы подземного выщелачивания урана и примеры решения задач. – Алматы. – 2011.- 193 с.

41 Джакупов Д.А. Выбор схемы расположения технологических скважин при разработке многоярусных рудных залежей// Сборник статей V международной научно-практической конференции «Современные научные исследования: актуальные вопросы, достижения и инновации».- Пенза, 2018. С. 210-212

42 Ракишев Б.Р., Федоров Б. В. Техника и технология сооружения геотехнологических скважин. – Алматы, 2013. - 260 с

43 Забазнов В.Л., Патрин А.П., Зинченко В.М., Калошин А.А., Евтева Л.И. Виды кольматации скважин при подземном скважинном выщелачивании урана и методы борьбы //II международная науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы урановой промышленности»: сб. докл. - Алматы, 2002. - С. 38 - 44.

44 Евтеева Л.И. Исследование и разработка методов интенсификации процесса подземного выщелачивания урана, (на примере месторождения Уванас): дис. канд. тех. наук. -М.: ВНИИХТ, 1986. – 134 с.

45 Горбатенко О.А., Чистилин П.Е., Панова Е.Н., и др. Ремонтно-востановительные работы на геотехнологических скважинах предприятий ПСВ урана: учебное пособие / Под общей редакцией Демехова Ю.В., Ибраева Б.М. - Алматы.-2017.- 194 с.

46 Солодов И.Н., Рычков В.Н., Пастухов А.М. и др. Повышение межремонтного периода закачных скважин за счет очистки технологических растворов от твердых взвешенных веществ // VI международная науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы урановой промышленности: сб докл - Алматы, 2010.- С. 42 -46.

47 Armstrong D., Jeuken B. Management of In-Situ Recovery (ISR) Mining Fluids in a Closed Aquifer System// Proceedings of the International Mine Water Conference, 19-23 October 2009.-New York: Curran Associates, 2009. P. 688-697.

48 Анатольевский П.А., Малоян А.В., Шнееров С.М. Эксплуатация и ремонт водяных скважин. – М.: Недра, 1964.- 195 с.

49 Рекомендации по виброагентному восстановлению производительности скважин // ВНИИВОДГЕО. – М., 1980.- 114 с.

50 Справочник по растворимости / Под ред. В. Б. Коган, С. К. Огородникова, В. В. Кафарова. Л.: Химия. 1970. - 345 с.

51 Яшин С.А., Дуйсебаев Б.О., Полиновский К.Д., Батыршаева Г.С., Ахметов М.А. К вопросу о преимуществах малореагентного метода при сернокислотном выщелачивании из руд с высоким содержанием коффинита./ Семинар №18. 2006. С. 294-301.

52 Юсупов Х.А., Алиев С.Б., Джакупов Д.А., Ельжанов Е.А. Применение бифторида аммония для химической обработки скважин при подземном выщелачивании урана // Горный журнал (Scopus).-М., 2017.- №4. – С. 57-60.

53 Перельман А.И. Гидрогенные месторождения урана. - М.: Атомиздат, 1980. - 270 с.

54 Акынов Г.Б., Алыбаев Ж.А., «Изучение влияния пероксида водорода на выщелачивание урана кислотным способом в условиях месторождения «Ирколь» // Вестник КазНУ – Алматы, 2016. - №1. – С. 493-497

55 Armstrong D, Jeuken B. Management of in-situ recovery (ISR) mining fluids in a closed aquifer system. Abstracts of the International Mine Water Conference, 2009, South Africa, p. 703-712.

56 Каневский Е.А. Физико-химические основы выщелачивания урана из руд: дис, ... док. хим. наук, - Москва, 1964. -118 с.

57 Юсупов Х.А., Джакупов Д.А., Башилова Е.С. Повышение эффективности отработки сложных гидрогенных месторождений урана с применением пероксида водорода // Горный журнал.- Алматы, 2018. - №2. - С. 18-21.