

АННОТАЦИЯ

диссертации, представленной на соискание степени доктора философии (PhD) по специальности 6D070800 – «Нефтегазовое дело»

Ыскак Ардак Сергазыкызы

Разработка технологии водоизоляций забоя нефтяных скважин с применением тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента

Актуальность работы

В настоящее время большинство нефтяных месторождений Казахстана находятся на поздних и средних стадиях разработки, для которых характерными являются низкие пластовые давления и высокая обводненность продукции скважин. Это приводит к существенному снижению дебита скважин по нефти и не предусмотренным эксплуатационным затратам, связанным с затратой энергии на добычу воды и отделения ее от товарной нефти.

Одним из основных факторов, приводящих к обводнению нефтяных скважин, является поступление к забою пластовой воды через нижние перфорационные каналы эксплуатационной колонны. По мере добычи нефти и снижения давления в нефтеносном пласте приток воды к забою из нижнего водоносного пласта происходит в виде конуса через поры и трещины породы-коллектора, щели, образованные между породой, цементным камнем и эксплуатационной колонной, а также в результате постепенного повышения водонефтяного контакта.

Наиболее перспективными методами ограничения водопритокров является применение технологий на основе гелеобразующих составов. Образование геля непосредственно в пласте с его условиями позволяет создавать водоизолирующие зоны (барьеры, экраны) с повышенным фильтрационным сопротивлением и исключить прорыв воды по высокопроницаемым пропласткам.

На сегодняшний день существует расширенный спектр гелеобразующих тампонажных материалов и технологий, применяемых при проведении изоляционных работ. Так, например, для этих целей широко используют водные растворы полиакриламида с добавлением сшивателя (ацетат хрома). Однако их успешность и эффективность остается низкой и непродолжительной. Это объясняется их низкой проникающей способностью, химической неустойчивости их к минеральным солям пластовой воды, большая чувствительность к пластовым температурам, токсичность, высокая стоимость. Многие существующие гелеобразующие композиционные материалы имеют высокую стоимость и не производятся в Казахстане.

Следует отметить имеющийся основной недостаток существующей технологии водоизоляции скважин: закачка гелеобразующего раствора непосредственно в нефтяной пласт через имеющиеся перфорационные каналы

забоя скважины, обводненной минерализованной пластовой водой (до 90%). Это в первую очередь приводит к преждевременному гелеобразованию применяемого реагента уже в забое скважины за счет взаимодействия его с растворенными солями пластовой воды. Образованная гель перемещаясь вдоль перфорационных каналов забоя скважины закупоривает поры призабойной зоны нефтяного пласта и снижает его проницаемость не только по воде, также и по нефти. Тем самым проникшая в призабойную зону пласта гель существенно уменьшает площадь притока нефти к забою скважины, т.е. его дебит или неустойчивая гель под пластовым давлением может обратно выйти из призабойной зоны нефтяного пласта в забой скважины и привести эффект от водоизоляционных работ к нулю.

В связи с этим, возникает необходимость в совершенствовании существующей технологии водоизоляций забоя нефтяных скважин на основе применения новых доступных и эффективных гелеобразующих материалов, обладающих высокой проникающей способностью в глубину водоносного пласта и создающих более надежный прочный водоизоляционный экран.

Целью настоящей работы является снижение обводненности добывающих скважин и уменьшение затрат на подготовку товарной нефти, путем повышения эффективности технологии водоизоляции забоев нефтяных скважин и обоснования рационального состава гелеобразующей композиции и тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента.

Для достижения цели были поставлены **следующие научные задачи:**

1. Установление закономерностей технологических процессов ограничения притока подошвенной пластовой воды к забою добывающих скважин при создании водоизолирующей зоны ниже нефтяного пласта применением гелеобразующей композиции и тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента.

2. Определение рационального состава гелеобразующей композиции из жидкого стекла и сшивателя, а также состава микроцементного водного раствора для создания водоизолирующей зоны.

3. Математическое моделирование процесса водоизоляции в призабойной зоне скважин созданием водоизолирующей зоны ниже нефтяного пласта.

4. Разработка научных рекомендаций по созданию новой технологии водоизоляций забоя нефтяных скважин с применением гелеобразующих композиции и тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента.

Научная новизна диссертации

1. Выявлено, что при создании водоизолирующей зоны из гелеобразующей композиции и тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента приток пластовой воды к забою добывающей скважины не может происходить, поскольку вязкость затвердевшей гели выше вязкости нефти, а проницаемость пласта для нефти выше чем для гели.

2. Установлено, что при массовом содержании в водном растворе гелеобразующей композиции силиката натрия 8% и сшивателя 2% – время

гелеобразования составляет не менее 2 часов (больше, чем необходимое время для технического осуществления процесса в скважине) и коэффициент изоляции водоносного пласта составляет от 0,66-0,99.

3. Выявлено, что при массовом содержании в водном микроцементном растворе 47% сухой смеси (состоящего из 95% портландцемента и 5% расширяющейся оксидной добавки кальция) и жидкости (66% воды, 25% раствора силиката натрия и 9% замедлителя схватывания цемента - ингибитора) затвердевание раствора в заколонном пространстве скважины происходит не менее 2 часов и обеспечивается полная непроницаемость перфорационных каналов в водоносном пласте.

Научные положения, выносимые на защиту

1. Перфорация эксплуатационной колонны в верхней части зумпфа, и последовательная закачка через образованные перфорационные каналы в водоносный пласт пресной воды, водного раствора жидкого стекла и сульфата алюминия, а также расширяющегося микроцементного раствора с одновременным созданием в нефтяном пласте противодействия полностью ограничивает приток подошвенной пластовой воды к забою скважин.

2. Микроцементный раствор с жидким стеклом, расширяющимся оксидом кальция и замедлителем реакции глубоко и своевременно проникают в поры и трещины цементного камня в заколонном пространстве и образует в пластовых условиях надежный водоизолирующий экран.

3. Данные составы экономически и технологически целесообразны, они являются продуктами казахстанского содержания.

Достоверность и обоснованность научных положений и выводов обеспечены современными методами и средствами исследований, использованием статистических методов обработки информации, подтверждением теоретических положений экспериментальными данными.

Практическая значимость состоит в разработке эффективной технологий водоизоляции забоя нефтяных скважин с применением тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента. Разработанный водоизолирующий состав позволяет надежно создать водоизолирующий экран В ПЗП ниже нефтяного пласта с целью предотвращения конусообразования подошвенной воды. Такая технология может быть использована на месторождениях с высокой обводненностью добывающих скважин. Экономическая эффективность результатов исследований составляет 57 825 804 тг/г, которая получается за счет дополнительной добычи нефти 630 т/год и снижения добычи излишней воды 848 т/год.

Апробация работы

Результаты исследований и основные положения диссертационной работы докладывались на международной конференции «Сатпаевские чтения» на тему «Научное наследие Шахмардана Есенова» (Алматы, 8-9 апреля 2017г.); на международной конференции «Сатпаевские чтения» на тему направленная на «Инновационные решения традиционных проблем: инженерия и технологии» и приурочена к посланию Президента Республики

«Цифровой Казахстан». (Алматы, 12апреля 2018 г.); на 19-ой международной зарубежной конференции «Norwegian journal of development of International Science» (Norway, 25-26 июня 2018г.)

Научно исследовательские работы по данной тематике проводились в рамках проекта Грантового Финансирования Министерства Образования и Науки РК 2018–2020 г.г. №2018/АР05130484 на тему «Научное обоснование создания эффективной комплексной технологии поддержания пластового давления и повышения дебита нефтяных скважин», а также ХНИР на 2018 г. с АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» по проекту №4.010.18 на тему: «Научное сопровождение при внедрении новых технологий и техники с целью повышения нефтеотдачи пластов и снижения обводненности».

Публикации.

По теме диссертации опубликовано 12 научных работ, в том числе в международных рецензируемых научных изданиях с ненулевым импакт-фактором, входящих в базу Scopus – 3 статьи, в изданиях из перечня, утвержденных Комитетом по контролю в сфере образования и науки РК - 3 статьи, в зарубежном журнале – 1 статья и тезисы доклада на международных научных конференциях – 5 статьи.

Краткое содержание диссертации

Во введении дается обоснование актуальности научной темы исследования, сформулированы основные цели и задачи исследования, научная новизна, основные защищаемые положения, практическая ценность и апробация работы.

В первой главе диссертации проведен литературный обзор по существующим технологиям водоизоляции нефтяных скважин, анализ научно-исследовательских работ, направленных на совершенствование технологии водоизоляции нефтяных скважин с применением различных гелеобразующих и тампонажных материалов. Большой вклад в разработку и совершенствование технологий ограничения водопритока и материалов для проведения РИР внесли ученые: Блажевич В.А., Булгаков Р.Т., Газизов А.А., Газизов А.Ш., Агзамов Ф.А., Зозуля Г.П., Клещенко И.И., Никишов В.И., Уметбаев В.Г, Дубинский Г.С. Mills R.V., Krumrine P.H.and Boyce S.D., Kennedy, Seright, R.S., Lane, R.H., Sydansk, R.D., Lakatos H.T., Lakatos-Szabol., Szentes J., Razavi G., Hassani S.M., Penberthy F., Bayless, J.H., Essawy W.M., Bin Hamzah R., Hossein Ali A., Bailey B.

Изучение состояния вопроса показали о том, что на данный момент стоит острая проблема высокой обводненности добываемой нефти, возникающая в результате притока подошвенной пластовой воды к забою скважины в виде конуса обводнения. Закачка различных гелеобразующих композиции в обводненный нефтяной пласт существенно снижает проницаемость призабойную зону скважин и не позволяет в достаточной степени решить имеющуюся проблему. В связи с этим возникает необходимость разработки эффективной технологии водоизоляций забоя нефтяных скважин месторождений.

Несмотря на многообразие известных водоизоляционных гелеобразующих материалов, большинство из них не нашло широкого применения на практике из-за их баротермических неустойчивости в пластовых условиях и высокой стоимости. Это требует необходимость разработки новых составов гелеобразующих композиции и тампонажных материалов, обеспечивающих транспортабельность их с поверхности до забоя скважин и создание надежной водоизолирующей зоны для нефтяного пласта.

Во второй главе предлагается новая эффективная технология ограничения притока пластовой воды к забоям нефтяных скважин созданием водоизолирующей зоны ниже нефтяного пласта и применением тампонажных материалов на основе жидкого стекла (водного раствора силиката натрия) и микроцемента с расширяющейся добавкой. Выбор жидкого стекла в качестве гелеобразующей композиции связан тем, что оно обладает высокой термобаростойкостью в пластовых условиях и низкой стоимостью. У нас в стране жидкое стекло производится в большом количестве для строительных нужд.

Предлагается новая технология ограничения притока пластовой воды к забоям скважин и рациональный состав гелеобразующей композиции на основе жидкого стекла (водного раствора силиката натрия) и микроцементного раствора с расширяющейся добавкой. Сущность и новизна этой технологий заключаются в том, что в начале ниже уровня нефтяного пласта 1 (рис. 2.3) на верхней зоне водоносного горизонта 2 в скважине 3 перфорируют эксплуатационную колонну и цементный камень 4. Затем в образованные перфорированные каналы нагнетают последовательно буферную жидкость I, раствор жидкого стекла II со сшивателем и микроцементный раствор III с расширяющейся добавкой и продавочную жидкости через насосно-компрессорную трубу (НКТ) 5. Одновременно в нефтяной пласт через затрубное пространство нагнетают нефть IV. Ниже создаваемого экрана устанавливают цементную пробку 6. Затрубное пространство ниже забоя изолируют пакером 7.

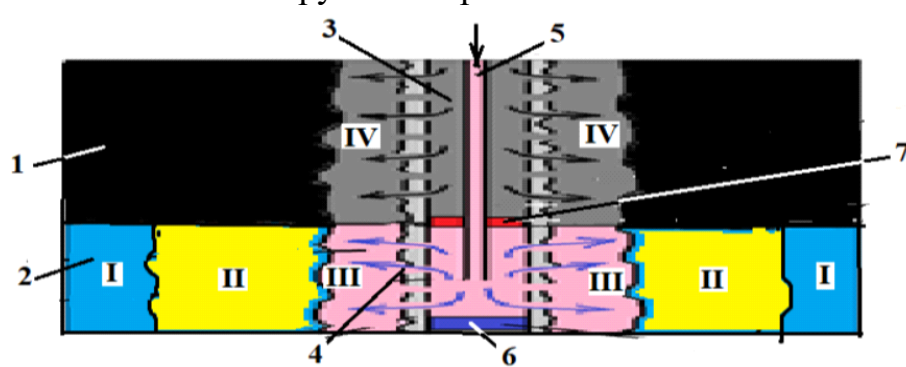


Рисунок 1- Технологическая схема создания водоизолирующего экрана в призабойной зоне добывающей скважины ниже уровня водонефтяного контакта: I – буферная жидкость, II - раствор жидкого стекла со сшивателем, III – микроцементный раствор с расширяющейся добавкой, IV – дегазированная нефть.

Буферная жидкость - пресная вода вытесняет соленую пластовую воду вглубь пласта и не допускает моментального соприкосновения жидкого стекла с минерализованной водой и преждевременное гелеобразование в забое скважины.

Критериями оценки и условиями создания надежного водоизолирующей зоны нефтяного пласта являются значения предельной вязкости и плотности гелеобразующей композиции и текучести (подвижности) при транспортировании прочности после затвердения тампонажного материала.

Для установления рациональных параметров созданной водоизолирующей зоны, при значениях которых не происходит приток подошвенной пластовой воды к забоям добывающих скважин, составим уравнения расходов радиальной фильтрации нефти и потока гели согласно закону Дарси. Приток подошвенной пластовой воды к забоям скважин не происходит если расход радиальной фильтрации нефти Q_1 будет больше или равно расходу фильтрации потока гели Q_2 . Согласно закону Дарси эти параметры могут быть определены как

$$Q_1 = \frac{Ak_1 dp}{\mu_1 dL} \geq Q_2 = \frac{Ak_2 dp}{\mu_2 dL} \quad (1)$$

где A – площадь фильтрации призабойной зоны пласта, k_1 и k_2 – проницаемости соответственно нефтяного и водоносного пластов, p – давление, μ_1 и μ_2 – вязкости соответственно нефти и образованного геля, L – радиус контура области дренирования скважины (контура питания скважины).

После интегрирования переменных параметров получим

$$Q_1 \int_0^R dL = \frac{Ak_1 dp}{\mu_1} \int_{p_0}^p dp \geq Q_2 \int_0^R dL = \frac{Ak_2 dp}{\mu_2} \int_{p_0}^p dp \quad (2)$$

где dp – изменение давления от забойного P_0 до пластового P , dR – изменение контура питания от 0 до радиуса питания R .

После сокращения одноименных параметров получим

$$Q_1 = \frac{Ak_1(p - p_0)}{\mu_1 R} \geq Q_2 = \frac{Ak_2(p - p_0)}{\mu_2 R} \quad (3)$$

$$\frac{k_1}{\mu_1} \geq \frac{k_2}{\mu_2} \quad \text{или} \quad \mu_2 \geq \frac{k_2}{k_1} \mu_1$$

Полученные зависимости показывают о том, что приток подошвенной пластовой воды к забоям добывающих скважин не происходит, если вязкость образованного геля будет больше вязкости нефти с учетом отношения проницаемостей водоносного и нефтяного пластов. Этому явлению также положительно способствует то, что плотность образованной гели в водоизолирующей зоне больше, чем плотность нефти. Поэтому созданная водоизолирующая зона в процессе добычи нефти будет всегда располагаться ниже нефтяного пласта.

Далее для данной технологий дается теоретическое обоснование создания математической модели закачки гелеобразующего состава с предварительной закачкой оторочки пресной воды.

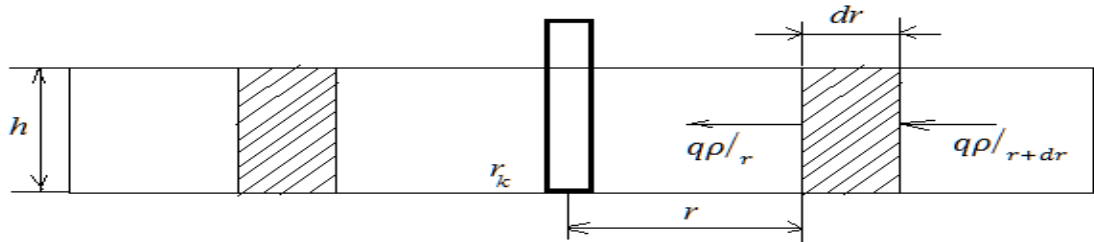


Рисунок 2 - Модель неоднородного пласта.

На основании уравнения неразрывности

$$\frac{\partial}{\partial r}(q\rho) = 2\pi rh\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (4)$$

Предполагая, что выполняется закон Дарси

$$q = \frac{2\pi khr}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (5)$$

Уравнения зависимости плотности жидкости от давления

$$\rho = \rho_0 \exp[c(P - P_0)] \quad (6)$$

Определяя сжимаемость, выводим уравнение диффузии относительно давления P

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi c \mu}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (7)$$

Учитывая эти формулы была выведена формула (8) распределения давления в пласте при закачке жидкостей.

$$P(r, t) = P_0 + \frac{70.6qB\mu}{kh} E_i \left(-\frac{r_D^2}{\eta t_D} \right)$$

или

$$P(r, t) = P_0 + \frac{70.6qB\mu}{kh} E_i \left(-\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt} \right) \quad (8)$$

Где $P(r, t)$ - давление в зависимости от радиуса r от времени t , psi; P_0 - забойное давление, psi; r - радиус распространения жидкости, м; B -объемный коэффициент жидкости, ед; t - время, час; k - проницаемость, мД; q - расход жидкости, станд.баррель/сут; h - толщина вскрытия пласта, м; C_t - полная сжимаемость, $C_t = C_{гос} + \phi \cdot C_{пл}$, psi⁻¹; μ -вязкость жидкости, сП; ϕ -пористость, %

По формуле (8) определялись значения давления в пласте при закачке пресной воды и гелеобразующего раствора, построены графики зависимости этих давлений от расстояния от скважины. Далее определялись скорость перемещения контакта на границе фаз.

В третьей главе приводится краткое описание приборов, действующих оборудований, методика проведения экспериментальных исследований, результаты фильтрационных исследований разработанного гелеобразующего состава до и после закачки состава в насыпную модель, результаты численного моделирования на канадском гидродинамическом симуляторе CMG.

В начале были проведены лабораторные опыты с различными инициаторами гелеобразования (соляная кислота, пластовая вода, биокарбонат натрия NaHCO_3 , а также хлористый натрий). Использовано жидкое стекло плотностью $1,45 \text{ г/см}^3$ ($\text{Na}_2 \text{SiO}_3$) производства ТОО “Елмаз” (Казахстан). Однако, данные композиций дают гели при их моментальном гелеобразовании и такие составы невозможно закачать в скважину, до необходимого расстояния от скважины в пласт. Поэтому были проведены дальнейшие лабораторные опыты с целью поиска нового сшивателя, который структурируя водный раствор силиката натрия отвечал бы всем требованиям предъявляемым к проведению РИР с учетом пластовым условий.

Для лабораторных исследований в качестве сшивателя полимеризации использовали 20% водный раствора сшивателя S-1 (сульфата алюминия). Взяты разные соотношения жидкого стекла и S-1, и определены их время гелеобразования. На графике 3 приведены результаты лабораторных опытов с различными соотношениями растворов жидкого стекла и сшивателя S-1.

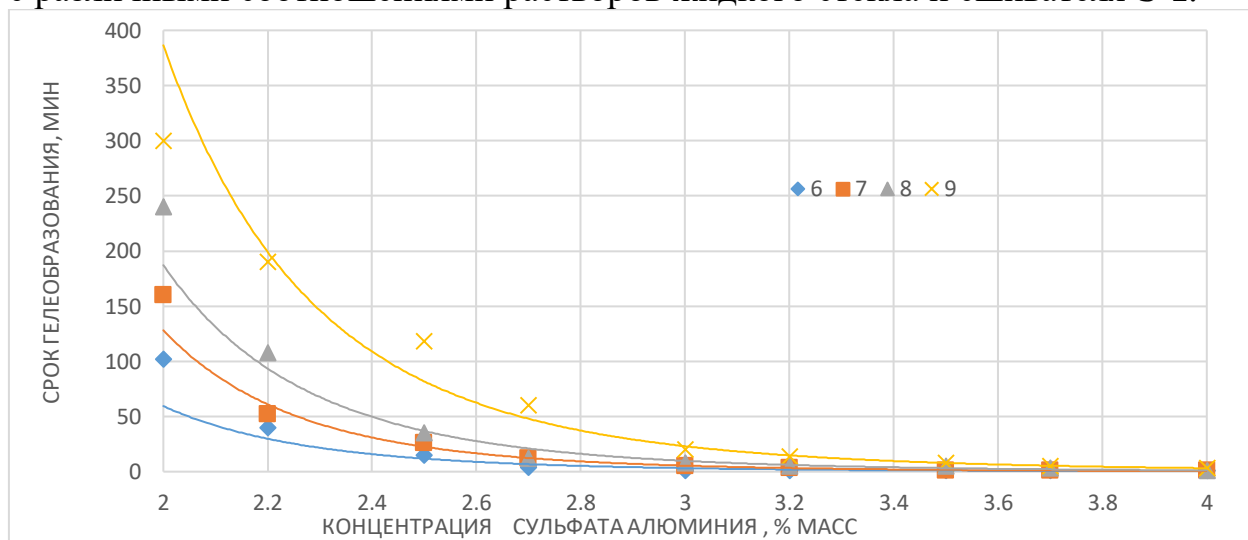


Рисунок 3- Зависимость времени гелеобразования нового водоизоляционного состава от концентрации жидкого стекла и сшивателя S-1.

Проведенные исследования показали, что значениями времени гелеобразования можно варьировать в широких диапазонах. Увеличение концентрации сульфата алюминия значительно сокращает время гелеобразования. В связи с этим целесообразно выбрать концентрации сшивателя 2% масс, так как время сшивки превышает 60 минут.

Из проведенных опытов время гелеобразования на выбранных оптимальных концентрациях при температурах 40°C , 60°C , 80°C , 100°C , при увеличении температуры происходит значительное снижение времени

гелеобразования. Из этого следует, что для исходной температуры пласта при требуемом времени гелеобразования потребная концентрация сшивателя снижается.

Также проводились спектрометрические исследования на ИК-Фурье спектрометре Thermo (Nicolet 5700 FT-IR) США, в диапазоне волновых чисел 500-4000 см^{-1} , где есть содержание широкого интенсивного пика в диапазоне 1000-1250 см^{-1} (антисимметричные колебания), что подтверждает наличие связи Al-O-Si. Далее для установления зависимости вязкости μ и плотности ρ образованного геля от концентрации C_1 (%) жидкого стекла и концентрации C_2 (%) соли алюминия AS-1 в водном растворе использован математический метод ротатбельного планирования эксперимента. При кодировании факторов учитывали их интервалы и уровни варьирования, приведены в таблице 1.

Таблица 1- Интервалы и уровни варьирования факторов

Факторы	Уровни варьирования					Интервалы варьирования
	-1,414	-1	0	+1,414	+1	
C_1 - концентрация жидкого стекла (%), x_1	6,3	8	12	16	17,6	4
C_2 - концентрация сульфата алюминия (%), x_2	0,56	0,8	1,4	2	2,24	0,6

В табл. 2 представлены диапазоны изменения факторов именованными (C_1 и C_2) и кодированными x_1 и x_2 (рабочая матрица) величинами, а также полученные экспериментальные значения вязкости μ и плотности ρ образованного геля через 2 часа и 3 сутки.

Таблица 2- Матрица ротатбельного планирования второго порядка

№ опыта	Факторы		Рабочая матрица		Критерии оценки факторов через		
	C_1 , %	C_2 , %	x_1	x_2	2 часа		3 сутки
					μ , Па·с	ρ , кг/м ³	μ , Па·с
1	16	2	1	1	2,5	1103	6,1
2	16	0,8	1	-1	1,5	1102	3,8
3	8	2	-1	1	2,3	1085	5,4
4	8	0,8	-1	-1	1,2	1073	3,4
5	6,3	1,4	-1,414	0	1,4	1080	3,7
6	17,6	1,4	1,414	0	1,7	1109	4,7
7	12	0,56	0	-1,414	1,3	1100	3,5
8	12	2,24	0	1,414	2,8	1102	6,7
9	12	1,4	0	0	1,6	1101	4,2
10	12	1,4	0	0	1,6	1101	4,2
11	12	1,4	0	0	1,7	1102	4,3
12	12	1,4	0	0	1,6	1101	4,2
13	12	1,4	0	0	1,6	1101	4,2

На рисунке 4 представлены графики зависимости изменения вязкости от концентрации C_1 жидкого стекла и концентрации C_2 соли алюминия AS-1. Из графика видно, что при времени гелеобразования 2 часа и принятых значениях факторов вязкость геля находится в диапазоне 1,2-2,9 Па·с, а плотность – в пределах 1080 – 1109 кг/м³. Эти значения вязкости геля обеспечивают транспортировать его с устья до забоя скважины с наименьшими сопротивлениями движению.

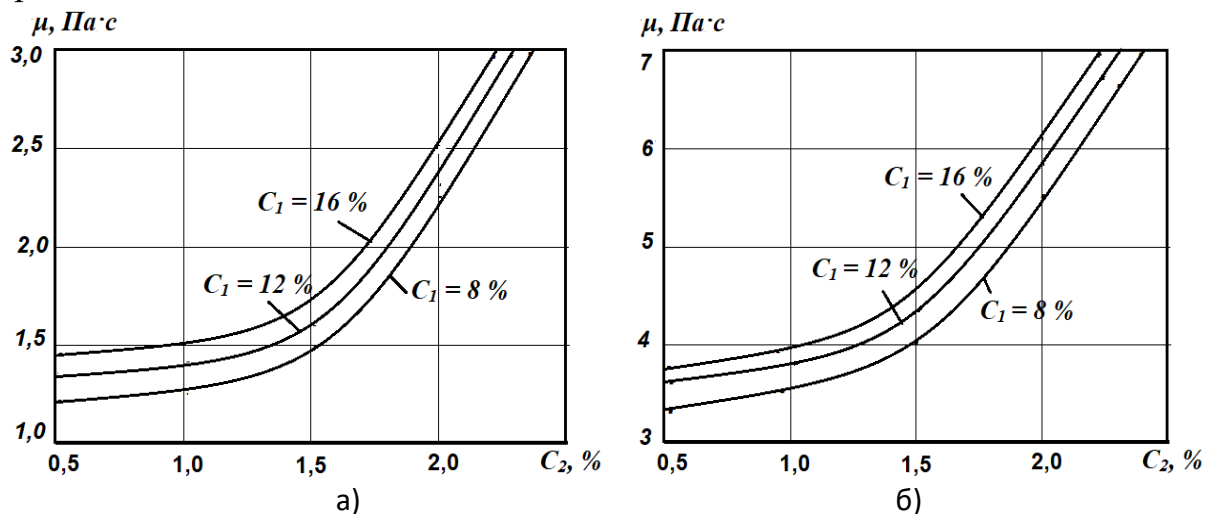


Рисунок 4- Зависимости вязкости образованного геля от концентрации C_1 жидкого стекла и концентрации C_2 соли алюминия AS-1 при времени гелеобразования 2 часа (а) и 3 суток (б).

С увеличением времени гелеобразования вязкость существенно увеличивается и при 3 сутках вязкость геля в зависимости от принятых факторов достигает диапазона 3,4 – 6,7 Па·с.

Фильтрационные исследования были проведены на действующей установке лаборатории Satbayev University. Данные исследования проводились с целью определения следующих основных параметров, отражающие эффективность разработанного водоизолирующего состава:

- коэффициент изоляции – степень снижения проницаемости пористой среды после закачки ГОС, образования геля в объеме;
- давление закачки ГОС и максимальный градиент давления, при котором гель не нарушается.

На оснований фиксированных значений давлений на входе $P_{вх}$, объемного расхода и соответствующий ему перепад давлений ΔP по формуле Дарси определялись проницаемости пористой среды до и после закачки ГОС. Степень изоляции определялась как отношение проницаемостей при фильтрации воды через образец до и после изоляции гелем.

В таблице 3 и на рис. 5 представлены результаты экспериментальных исследований, проведенных на насыпной модели, состоящая из речного песка диаметром 2мм (гидрофильный), проницаемостью 40D.

Закачанный объем гелеобразующего состава был с рецептурой из соотношения жидкого стекла и сульфата алюминия (9% :2% масс) при постоянной температуре 80°C.

Таблица 3- Результаты значений давлении при проведении эксперимента

T, с	P _{вх} , МПа	P _{вых} , МПа	ΔP, МПа	Δ L, м	ΔP / Δ L, МПа/м
0	0.1	0.1	0	0.4	0
5	0.14	0.1	0.04	0.4	0.1
10	0.18	0.1	0.08	0.4	0.2
15	0.22	0.1	0.12	0.4	0.3
20	0.26	0.1	0.17	0.4	0.425
25	0.32	0.1	0.22	0.4	0.55
30	0.35	0.1	0.25	0.4	0.63
35	0.2	0.1	0.1	0.4	0.25
40	0.12	0.1	0.02	0.4	0.05

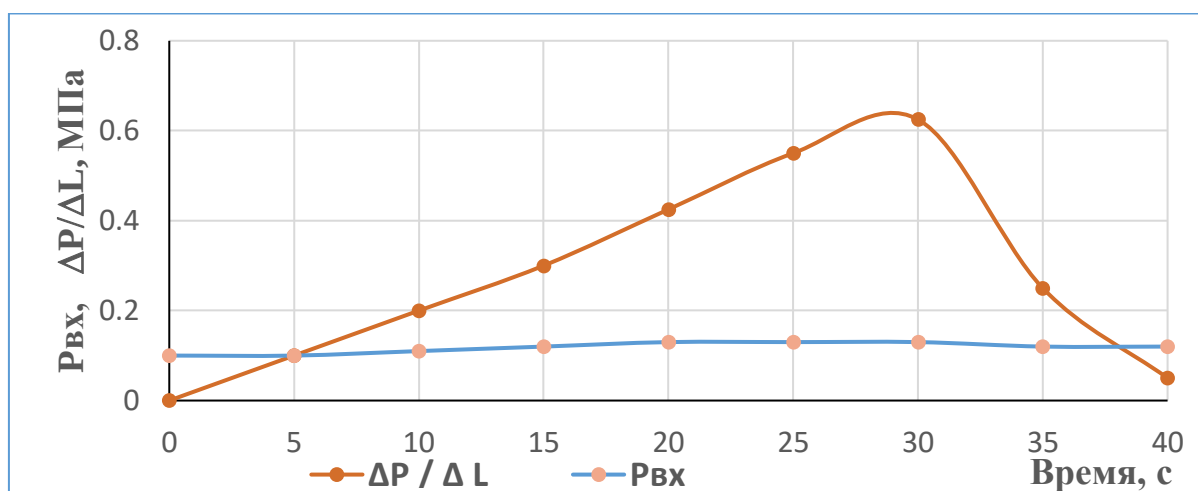


Рисунок 5- График зависимости градиентов давления от времени

Проведенные фильтрационные исследования свидетельствуют о высокой фильтруемости и водоизолирующей способности данной композиции в пористой среде. Установлено, что максимальный градиент давления сдвига гелевого экрана составляет 0,63 МПа/м при начальной проницаемости $k = 40D$. Проницаемость после создания гелевого барьера закачкой воды составила $k = 0,928D$. Коэффициент изоляции будет $k_{\text{изол}} = \frac{k_{\text{до}} - k_{\text{после}}}{k_{\text{до}}} = \frac{40 - 0,928}{40} = 0.76$.

Исходя из анализа опыта цементировании скважин в большинстве случаев от момента затворения сухой тампонажной смеси до момента окончания продавки цементного раствора проходит в среднем 1,5–2 ч. С целью замедления протекания реакции взаимодействия, расширяющегося компонента с водой был проведен обзор реагентов и химических веществ, способных выступить в роли ингибиторов. Растворимое жидкое стекло (натриевое) сильно замедляет процессы твердения цементного раствора. Из неё видно, что оно (растворимое стекло) не имеет постоянного состава, и

соотношение между отдельными составными частями может меняться. С целью замедления протекания реакции цементирования также был принят дополнительно компонент «ЗК-А1».

При проведении опытов вяжущей основой для испытуемого тампонажного раствора выбран цемент марки 400, который предварительно просеян через сито с размером отверстий 0,6 мм. В таблице 4 приведены наименование и процентные содержания реагентов оптимального состава микроцементного раствора: микроцемента $c_{мц}(\%)$ и расширяющегося компонента оксид кальция $c_{рк}(\%)$ в сухом веществе по массе, а также жидкого стекла $c_{жс}(\%)$, замедлителя реакции $c_{зк}(\%)$ в жидкости по объему и соотношение масс сухого вещества и жидкости в долях ($m_{сх}+m_{ж}= 18 \text{ мг} + 36...52 \text{ мл}$).

Таблица 4- Рецепт базового состава тампонажного материала

Наименование реагента	Количество добавок, %	Назначение реагента
Микроцемент марки 400 $c_{мц}$	95 - 70	Вяжущее
Компонент – оксид кальция $c_{рк}$	5 - 30	Расширяющийся
Жидкое стекло $c_{жс}$	30 - 26	Замедлитель реакции
Компонент «ЗК-А1» $c_{зк}$	30 - 26	Замедлитель реакции
Вода $c_{в}$	40 - 48	Жидкость затворения

После приготовления микроцементного раствора его качество оценивалось по текучести через 2-3 часа после его приготовления и прочности под давлением $1,9 \div 3,9 \text{ кПа}$, а также по усадке цементного камня. На рисунке 6 представлен график зависимости текучести микроцементного раствора по деформации $\Delta h(\%)$ вертикального слоя образца длиной 74 мм под собственной силой тяжести от объема жидкости $V_{ж}$ (мл) при соотношениях воды, жидкого стекла и замедлителя реакции: $c_{в}+c_{жс}+c_{зр} = 40 \% + 30 \% + 30 \%$

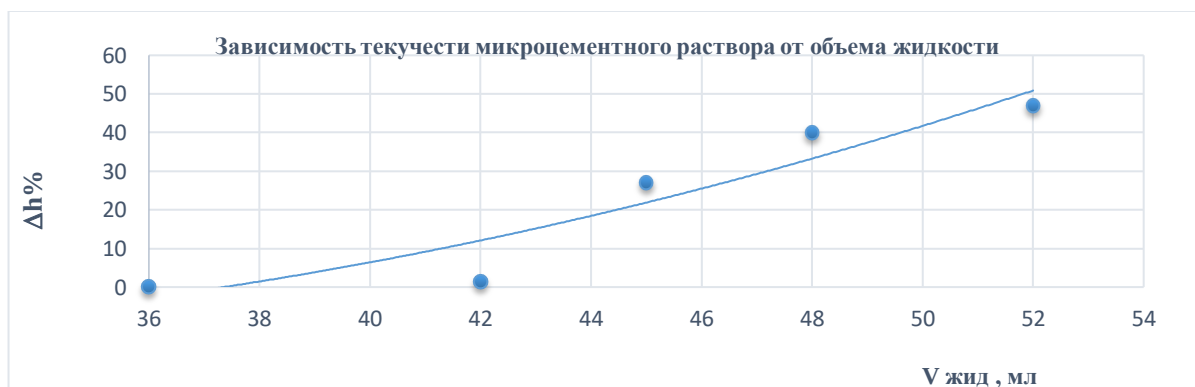


Рисунок 6- График зависимости текучести микроцементного раствора от объема жидкости при соотношениях воды, жидкого стекла и замедлителя реакции: $c_{в}+c_{жс}+c_{зр} = 40 \% + 30 \% + 30 \%$.

По данной рецептуре приготовленный раствор микроцемента обладает высокой тампонирующей способностью, проникая в водоносный пласт. Кроме того, расширяющий оксид кальция в составе раствора позволяет предотвращать большую усадку. Закачка данного раствора после создания гелеобразующего экрана в водоносном пласте, позволит надежно закрыть пути продвижения подошвенной воды к добывающей скважине.

Установлено, что при массовом содержании в водном микроцементном растворе 47% сухой смеси (состоящего из 95% портландцемента и 5% расширяющейся оксидной добавки кальция) и жидкости (66% воды, 25% раствора силиката натрия и 9% замедлителя схватывания цемента - ингибитора) затвердевание раствора в заколонном пространстве скважины происходит не менее 2 часов и обеспечивается полная непроницаемость перфорационных каналов в водоносном пласте. В результате лабораторных экспериментов определены оптимальные концентраций исходных компонентов ГОС: жидкого стекла 8-9 % масс.; для сульфата алюминия концентрация 2% масс. Оптимальный состав микроцементного раствора указан в таблице 4. Именно при данном составе обеспечивается отсутствие усадки раствора после затвердения, текучесть при закачке через НКТ за колонну и прочность цементного камня.

В четвертой главе приводится разработка научной рекомендации и предложении для проведения процесса водоизоляции забоя нефтяных скважин. По экспериментально установленному значению максимального градиента сдвига геля 0,63 МПа/м при начальной проницаемости $k = 40D$ насыпной модели приведены примеры модельных расчетов минимального радиуса водоизолирующей зоны и объема закачек ГОС. Результаты этих модельных расчетов приведены на рисунках 7 и 8. По созданию водонепроницаемого барьера в водоносном пласте для ликвидации гидравлической связи водоносного пласта и ствола скважины были рассчитаны радиус гелевого экрана и объем закачки ГОС.

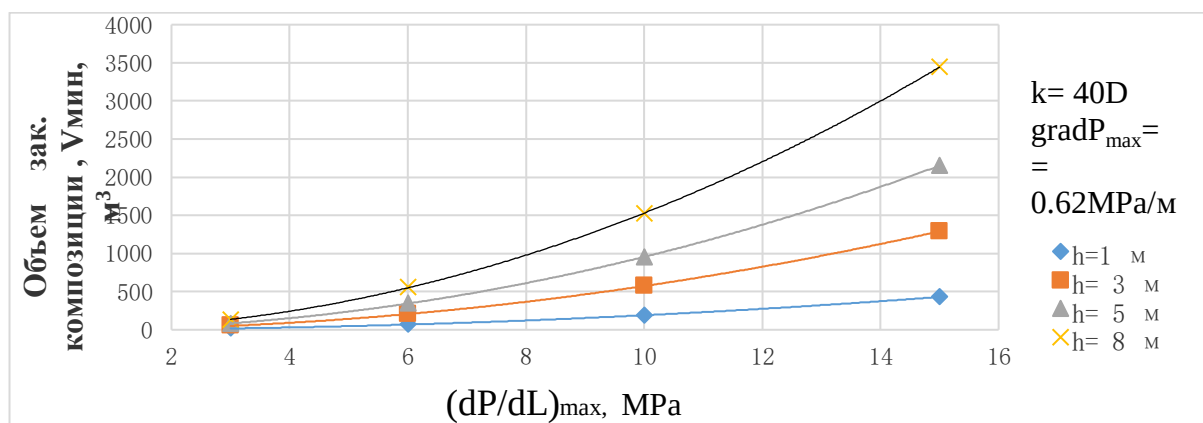


Рисунок 7- График зависимости объема закачиваемой композиций от максимальной депрессии на пласт

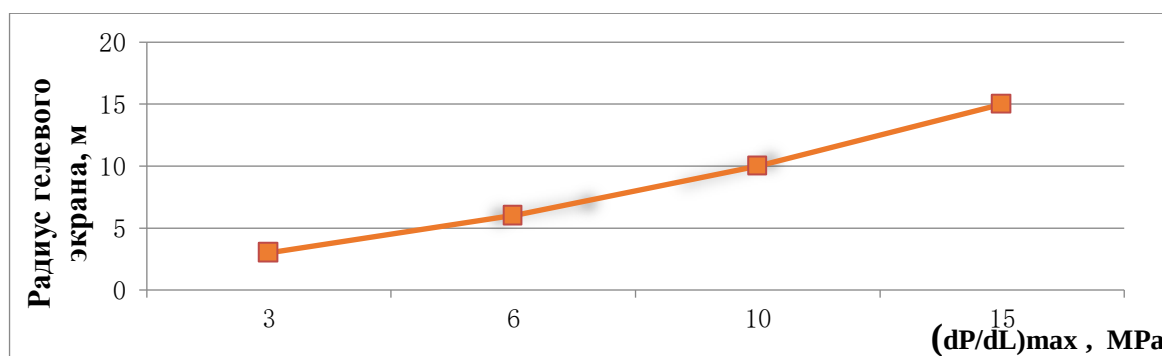


Рисунок 8- График зависимости радиуса гелевого экрана от максимальной депрессии на пласт

Установлено, что минимальный радиус проникновения композиции в пласт зависит максимального значения градиента давления при прорыве воды через гель. Чем больше максимальная депрессия на пласт, тем больше радиус проникновения гелеобразующего состава и в связи с этим объем закачиваемой композиции.

В пятой главе обоснован экономический эффект от предложенной технологии водоизоляции с разработанными оптимальными составами на основе жидкого стекла и микроцемента в добывающей скважине. Дана сравнительная оценка до и после внедрения предлагаемой технологии, где за счет дополнительной добычи нефти 630 т/год и снижения добычи излишней воды 848 т/год дополнительный прирост чистой прибыли составит 57 825 804 тг/г.

Заключение

Представленные в данной диссертационной работе результаты теоретических и экспериментальных исследований технологических процессов водоизоляции забоев добывающих скважин созданием водоизолирующих зон нефтяного пласта и применением гелеобразующей композиций на основе жидкого стекла и тампонажного материала из микроцемента позволяют сделать следующие выводы:

1. Литературный обзор и анализ разработки многих месторождений в Казахстане как Узень, Жетыбай, Каламкас, Кенбай и Кумколь и других, показали, что основными причинами обводнения скважин (70% и выше) являются технологические, связанные с внедрением воды в нефтяной пласт из нижнего водоносного горизонта, образующие водяные конусы. А также проникновение пластовой воды из нижних, а также из верхних водоносных горизонтов месторождений через поры (пустоты) и трещины между обсадной колонной-цементным камнем, цементным камнем и горной породой, образовавшиеся при цементировании обсадных колонн скважин.

2. Перфорация эксплуатационной колонны и цементного камня в верхней части зумпфа (учитывая то, что скважина буриться до непроницаемого пласта охватывая нижний водоносный пласт) скважины и последующая закачка в образованные перфорированные каналы последовательно буферной жидкости, раствора жидкого стекла со

сшивателем, а затем микроцементного раствора с расширяющейся добавки из оксида кальция через НКТ создают надежную водоизолирующую зону нефтяного пласта. При этом одновременно в нефтяной пласт через затрубное пространство нагнетают дегазированную нефть пласт через внешнюю трубу с целью создания противодавления в призабойной зоне и предотвращения подъема гелеобразующего состава в продуктивный пласт.

3. Установлено, что при массовом содержании в водном растворе гелеобразующей композиции силиката натрия 8% и сшивателя сульфата алюминия 2% – время гелеобразования составляет не менее 2 часов (больше, чем необходимое время для технического осуществления процесса в скважине) и коэффициент изоляции водоносного пласта составляет от 0,66-0,99.

4. Выявлено, что при массовом содержании в водном микроцементном растворе 47% сухой смеси (состоящего из 95% портландцемента и 5% расширяющейся оксидной добавки кальция) и жидкости (66% воды, 25% раствора силиката натрия и 9% замедлителя схватывания цемента - ингибитора) затвердевание раствора в заколонном пространстве скважины происходит не менее 2 часов и обеспечивается полная непроницаемость перфорационных каналов в водоносном пласте.

5. Экспериментально установлено, что при значениях концентраций силиката натрия 6,3-16%, сшивателя сульфата алюминия 0,56-2,24%, времени гелеобразования 2 часа и температуре 80 ° С вязкость геля находится в пределах 1,2-2,9 Па · с, а плотность составляет 1080-1109 кг/м³. Эти значения вязкости геля позволяют транспортировку с поверхности к забою скважины с наименьшим сопротивлением. Предлагаемый гелеобразующий состав обеспечивает надежную водоблокирующую зону под нефтяным пластом и предотвращает попадание пластовой воды на забой скважины.

6. Создание водоизолирующих зон для забоев добывающих скважин также существенно повышает эффективность технологии поддержания пластового давления и увеличивает прибыль при добыче нефти за счет снижения обводненности добываемой нефти. Дополнительную добычу нефти можно определить, как разность объемов добычи нефти при отсутствии и наличии конуса обводнения в призабойной зоне нефтяного пласта. Предварительные расчеты показали об эффективности применения в водоизоляционных работах гелеобразующую композицию на основе жидкого стекла (6,3-16%), сшивателя - сульфата алюминия (0,56-2,24%). При этом исключается образование конуса обводнения в призабойной зоне пласта и прекращается поступление подошвенной пластовой воды к забою добывающих скважин.

Список опубликованных работ по теме диссертации:

1. A.S. Yskak, D. Zh. Abdeli, T.A. Yensepbaev, Z.B. Imansakipova, Z. K. Assabayeva. Water shut off technology in the bottom hole of the oil well // Pollution Research (Environmental Science: Water Science and Technology) Vol.36 (4), 2017, India, ISSN 0257-8050, Iss.4-P.964-971, SiteScore -0.4; Procentil -15, Q4.

2. Abdeli D.Zh., Adi Novriansyah, Taurbekova A.A. Computer modeling of water conning and water shut-off technology in the bottom hole of oil well.// News of the National academy of sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of geology and technical sciences. Vol.5 (431), 2018, P. 86-94, ISSN2224-5278, SiteScore -0.8; Procentil -26, Q3.

3. D. Zh. Abdeli, H. Daigle, A. S. Yskak, A. S. Dauletov, K. S. Nurbekova. Increasing the efficiency of water shut-off in oil wells using sodium silicate.// Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu (The Scientific Bulletin of National Mining University) № 1, 2021, P.26-32, ISSN 2071-2227, SiteScore - 1.5; Procentil -55, Q2.

4. Ысқақ А.С. Суды оқшаулауда қолданылатын натрий силикат гельдерін бағалау / ҚазҰТЗУ Хабаршысы, № 4 (128), тамыз, 2018, Алматы, б. 123-127, ISSN 1680 – 9211.

5. Абдели Д.Ж., Ысқақ А.С. Разработка неорганического водоизоляционного состава на основе жидкого стекла для нефтяных скважин // Вестник КБТУ, том 15, выпуск 3, сентябрь 2018, Алматы, стр 7-11, ISSN 1998 – 6688.

6. Abdeli D. Zh., Yskak A.S., Wisup Bae, Adi Novriansyah. Modeling of water shut-off technology in the bottom hole of oil wells with using liquid glass// Вестник КазННТУ, № 4, 2018, Алматы, стр ISSN 1680 – 9211.

7. Абдели Д.Ж., Висап Бай, Ысқақ А.С. Экспериментальные исследования с жидким стеклом для водоизоляции добывающих скважин. // Научный журнал «Norwegian journal of development of International Science », Vol.1, №19/2018, P.51-56 Norway, ISSN 3453-9875.

8. Ысқақ А.С. Технологии водоизоляции в добывающих скважинах // Сборник докладов международной конференции Сатпаевских чтений “Научное наследие Шахмардана Есенова”, апрель 2017, КазННТУ им.К.И.Сатпаева, ISBN

9. Yskak A.S. Modeling the formation of coning of bottom water // Сатпаевские чтения «Инновационные решения традиционных проблем: инженерия и технологии» КазННТУ им.К.И.Сатпаева, 2018 г., стр 192-195.

10. Абдели Д. Ж., Ысқақ А.С., Рахметов О. Ж., Лэй Т., Ван Ц. Установление рациональных параметров процесса герметизации заколонного пространства в призабойной зоне нефтяных скважин // Труды международных сатпаевских чтений «Инновационные технологии – ключ к успешному решению фундаментальных и прикладных задач в рудном и нефтегазовом секторах экономики РК», Алматы 2019, Том I. стр. .364-367.

11. Абдели Д. Ж., Ысқақ А.С., Рахметов О. Ж., Лэй Т., Ван Ц. Определение оптимальных режимов и параметров технологии ограничения обводненности забоя нефтяных скважин // Труды международных сатпаевских чтений «Инновационные технологии – ключ к успешному решению фундаментальных и прикладных задач в рудном и нефтегазовом секторах экономики РК», Алматы 2019, Том I. стр 368-372.

12. Абдели Д. Ж., Ысқақ А.С. Влияние водоизоляционной зоны нефтяного пласта и состава гелеобразующей композиции из жидкого

стекла и микроцемента на снижение обводненности скважин. Международная конференция «Сатпаевские чтения», I Алматы, 10 апреля, 2020г, том I. стр.183-187.