

## ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

DOI: 10.18572/2686-8598-2019-1-1-6-19

Овчинников В.П., Герасимов Д.С., Яковлев И.Г., Овчинников П.В.,  
Салтыков В.В., Рожкова О.В.

*Тюменский индустриальный университет, Россия*  
*ovchinnikovvp@tyuiu.ru, gerasimovds@tyuiu.ru, rozhkovaov@tyuiu.ru*

Обеспечение герметичности и сохранности фильтрационно-емкостных свойств углеводородосодержащих продуктивных горизонтов определяется объемом и глубиной проникновения в их структуру порового пространства дисперсионной и дисперсных фаз, используемых технологических гетерогенных систем, их физико-механических свойств, изоляционных свойств формирующегося тампонажного камня, применяемых инновационных решений (технологий, технических средств). По результатам обобщения теоретических, экспериментальных, промысловых исследований представлены рекомендации по рецептурам (составам) технологических коллоидных и твердеющих систем для решения поставленной проблемы (повышение безремонтного периода эффективной работы скважин) при строительстве скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их освоения и разработки.

Предложены методы проектирования конструкции скважины, учитывающей совместное восприятие избыточных нагрузок системой обсадная колонна – цементный камень; рецептуры промывочных биополимерсолевых композиций и тампонажных материалов для широкого спектра термобарических условий залегания коллекторов нефти и газа; конструкции забойных генераторов гидровоздействия на прокачиваемый через них тампонажный раствор. Предложенные инвестиционные решения с получением положительных результатов апробированы при строительстве скважин.

**Ключевые слова:** инвестиции, технологии, напряжения, тампонажные растворы, про-мывочные жидкости.

## INVESTMENT TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT FOR CONSTRUCTION OF WELLS

Ovchinnikov V.P., Gerasimov D.S., Yakovlev I.G., Ovchinnikov P.V.,  
Saltykov V.V., Rozhkova O.V.

*Tyumen Industrial University, Russia*  
*ovchinnikovvp@tyuiu.ru, gerasimovds@tyuiu.ru, rozhkovaov@tyuiu.ru*

Ensuring the tightness and integrity of the filtration and capacitance properties of hydrocarbon bearing productive horizons is determined by the volume and depth of penetration into their structure of the pore space of dispersion and dispersed phases, the technological heterogeneous systems used, their physical and mechanical properties, the insulating properties of the forming groove, the innovative solutions (technologies, technical means). Based on the results of the generalization of theoretical, experimental, field research, recommendations are given on the formulations (compositions) of technological colloidal and hardening systems to solve the problem (raising the maintenance-free period of effective well work) in the construction of wells in fields with complex geological and technological conditions for their development and development.

Methods are proposed for designing a well design that takes into account the joint perception of excess loads by the system casing cement stone; formulations of washing bio-

polymer salts compositions and oil-filled materials for a wide range of thermobaric conditions for the occurrence of oil and gas reservoirs; the design of downhole hydrosensitivity generators on a grouting mortar pumped through them. The proposed investment solutions with positive results are tested during the construction of wells.

**Keywords:** investments, technologies, voltages, oil wells, washing fluids.

## ВВЕДЕНИЕ

Строительство нефтяных, газовых скважин, а также скважин другого назначения является сложным и еще не до конца изученным технологическим процессом, представленным комплексом производственных циклов с привлечением для их осуществления технических средств различной сложности изготовления и применения. Наиболее важными, требующими эффективного решения, являются проблемы обеспечения герметичности, разобщения между собой проницаемых, прежде всего углеводородосодержащих пластов при максимально возможном сохранении их естественных фильтрационно-емкостных свойств.

Указанные проблемы в первую очередь обусловлены геологическими условиями, а именно: глубиной залегания, температурой, давлением, литологическим составом, структурой порового пространства, характером насыщения и наличием агрессивных, по отношению к применяемым техническим средствам, биологических организмов окружающей среды и т.д. Отсюда и сложности, возникающие при разработке и применении различных технологических жидкостей (буровых промывочных и тампонажных растворов, жидкостей глушения, буферных жидкостей и т.д.), технологий (способы цементирования обсадных колонн, обоснование профилей ствола скважины, способы вторичного вскрытия, методы обеспечения притока пластового флюида в скважину и т.д.). Это только ряд проблем, и они должны прежде всего решаться вузовской и академической наукой, поскольку здесь сконцентрирован значительный контингент высококвалифицированных специалистов - докторов, кандидатов наук.

## 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Изложенное позволяет еще раз констатировать, что реализация цели качественного строительства скважин определяется комплексом решений следующих задач.

1.1. В области обоснования надежной и устойчивой крепи скважины, под которой понимается система обсадных колонн с заполненным межтрубным пространством цементным камнем, сформированным из тампонажного раствора на основе различных видов тампонажных материалов - тампонажного портландцемента, цементов из доменных и металлургических шлаков, специальных цементов (белитокремнеземистого, известковокремнеземистого и др.). Обоснование составляющих элементов крепи в основном осуществляется по отдельности - обсадные колонны рассчитываются на воздействие сминающих, разрывающих и растягивающих нагрузок, т.е. на избыточные наружные, внутренние давления, страгивание (Gerasimov, 2017; Erwin, 2002; Izmajlov, 1976; Ovchinnikov, 2015). Выбор тампонажного материала определяется температурой в интервале цементирования и прочностными показателями твердеющего при этом тампонажного раствора, камня (ГОСТ 1586-96).

Аналогичная задача имеется и в строительной механике при обосновании необходимой прочности конструкций, представленных многослойными оболочками. Их решение предполагается методом перевода многослойной оболочки в однослойную моноструктуру применением коэффициента приведения с последующим распределением требуемых прочностных характеристик по каждому элементу этой составной конструкции, обеспечивающих целостность всей системы (Ritter, 1979; Rzhanicyn,

1986; Salnstowicr, 1959; Yakubovskij, 1994).

1.2. В области технологий, требующих применения технологических жидкостей (растворов). Практически все циклы строительства скважин (механическое бурение, цементирование обсадных колонн, вторичное вскрытие продуктивных и углеводородосодержащих залежей, освоение скважин, опробывание и испытание продуктивных пластов и даже проведение ремонтно-изоляционных работ, а также капитальный ремонт скважин) требует соответствующих видов технологических жидкостей (растворов) (Bennion, 1995; Bulatov, 1999; Garshina, 1999). Последние, как правило, относятся к разряду гетерогенных дисперсных систем, представленных твердой фазой и дисперсионной средой (жидкостью). В процессе работ из-за превышения давления в скважине над пластовым, действия капиллярных и осмотических сил, явления адсорбции и др., компоненты технологических жидкостей проникают в структуру порового пространства пороницаемых пород и являются причиной снижения фильтрационно-емкостных свойств горной породы нефтяного и газового коллектора (Bennion, 1996; Grej, 1985; Gruber, 1996; Gacob, 1940).

Таким образом, решение указанной задачи видится в разработке рецептур, представленных компонентами, связывающими значительное количество свободной жидкой фазы, являющимися ингибиторами набухания глинистых материалов и не способствующими возникновению труднорастворимых соединений с пластовым флюидом (Laboratory, 2002; Makovej, 1986; Palumbo, 1989; Ulyasheva, 1984). В этом отношении перспективны биополимерные и биополимерсолевые растворы (Dobrosmyslov, 2006; Masket, 1969; Ovchinnikov, 2017).

Заслуживает внимания и рассмотрения использование растворов на нефтяной основе, эмульсионных буровых растворов - прямых, обратных (Saltykov, 2008; Sharafutdinov, 2007), что связано с прогрессом в химической промышленности: разработкой синтетических масел, большого ассортимента эмульгаторов. Однако эти работы еще не нашли широкого масштабного промышленного использования.

1.3. В области цементирования обсадных колонн в основном используются минеральные тампонажные системы (вяжущие), которые представлены в основном оксидами кальция, кремния, алюминия, железа. Механизм формирования камня из составляющих на их основе в основном объясняют через процесс растворения, который в значительной степени определяется температурой окружающей среды. В частности, с увеличением температуры растворимость, например, оксида кремния увеличивается, а оксида кальция наоборот снижается. В результате фазовый состав сформированного цементного камня разнообразен – гидро-силикаты, гидроалюмосиликаты (высокой и низкой основности), гидрогранаты, гидроалюмоферриты, гидросульфалюминаты кальция и др., преобладают гидро-силикаты кальция. Причем Э.В. Бабушкин, Н.О. Мчедлов-Петросян и др. считают, что из-за противоположности растворимости основных окислов минеральных вяжущих в условиях высоких температур самопроизвольно протекают внутрифазовые процессы перехода высокоосновных гидросиликатов кальция в низкоосновные, что является причиной деструкционных явлений в сформированном цементном камне (Kravcov, 1980; Ovchinnikov, 2017).

Обеспечение формирования малопроницаемого камня возможно также повышением седиментационной устойчивости тампонажного раствора, применением так же, как и в буровых растворах, высокомолекулярных соединений (ВМС) (Ovchinnikov, 2015; Frolov, 2001).

Процессы гидратации дисперсной фазы, последующее образование стесненных условий и кристаллогидратов также зависит от степени дисперсности цементных зерен, удельная поверхность которых (например, тампонажного порт-ландцемент-

та) составляет порядка 3000-3500 см<sup>2</sup>/г. При гидратации их поверхность за счет сил адсорбации обволакивается молекулами воды. Силы электро-статического взаимодействия настолько высоки, что плотность адсорбирующего слоя становится соразмерной с плотностью твердой фазы. Естественно, этот слой является «барьером» для проникновения последующих молекул воды, процессы гидратации замедляются либо прекращаются. Устранение возникшего экрана происходит за счет явления осмоса, а для интенсификации необходимо приложить какое-либо физическое воздействие – осуществить гидроактивацию (Ovchinnikov, 2017; Frolov, 2001).

## 2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Решение вышеизложенных задач осуществлялось применением общих положений методологии научных исследований, включающих анализ и обобщение проблем возникновения инцидентов и осложнений при строительстве скважин, научно-литературных изданий по объяснению механизмов их возникновения, проведение экспериментальных и теоретических исследований с привлечением современного лабораторного оборудования, моделирующего скважинные условия. Результаты экспериментальных исследований обрабатывались методами математической статистики по специальным программам на ПЭВМ и апробированы в реальных условиях сооружения нефтяных и газовых скважин на месторождениях Западно-Сибирского топливно-энергетического комплекса.

## 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

3.1. Для реализации предложения по обоснованию (определению) прочностных характеристик крепи скважины за основу были взяты теоретические разработки А.Р. Ржаницына, Ю.Е. Якубовского, Д.С. Герасимова, в соответствии с которыми коэффициент проведения многослойной оболочки в однослойную можно рассчитать по выражению

$$\alpha = \frac{-\eta \left[ \left( \frac{\lambda m}{a} \right)^2 \varphi_x^{11}(\lambda, m) \varphi_y(\lambda, n) + \left( \frac{\lambda n}{b} \right)^2 \varphi_x(\lambda, m) \varphi_y^{11}(\lambda, n) \right]}{B_{11}^{(1)} \left[ \left( \frac{\lambda m}{a} \right)^2 + \left( \frac{\lambda n}{b} \right)^2 \right]^2 \varphi_x(\lambda, m) \varphi_y(\lambda, n) - \eta \left[ \left( \frac{\lambda m}{a} \right)^2 \varphi_x^{11}(\lambda, m) \varphi_y(\lambda, n) + \left( \frac{\lambda n}{b} \right)^2 \varphi_x(\lambda, m) \varphi_y^{11}(\lambda, n) \right]}$$

где  $\eta$  – жесткость шва между цементом и сталью;  $B_{11}^{(1)}$  интегральные характеристики жесткости растяжения-сжатия с нормалью  $x$ :

$$B_{11} = \int_{-\frac{h^{(1)}}{2}}^{\frac{h^{(1)}}{2}} b_{11}^{(1)} dz + \int_{-\frac{h^{(2)}}{2}}^{\frac{h^{(2)}}{2}} b_{11}^{(2)} dz + \int_{-\frac{h^{(3)}}{2}}^{\frac{h^{(3)}}{2}} b_{11}^{(3)} dz$$

функция усилий при осесимметричном сжатии по  $x$

$$\varphi_x''(\lambda, m) = -\sin \frac{\lambda_m x}{a} - A_m \cos \frac{\lambda_m x}{a} + B_m sh \frac{\lambda_m x}{a} + C_m ch \frac{\lambda_m x}{a};$$

$$\varphi_x''(\lambda, n) = -\sin \frac{\lambda_n y}{b} - A_n \cos \frac{\lambda_n y}{b} + B_n sh \frac{\lambda_n y}{b} + C_n ch \frac{\lambda_n y}{b} -$$

функция усилий при осесимметричном сжатии по  $y$ ;

$a$  и  $b$  – размеры прямоугольной составной оболочки в плане вдоль осей  $x$  и  $y$  соот-

ветственно;

согласно теории упругости, параметры  $\lambda_m, \lambda_n$  - безразмерные коэффициенты  $A_m, B_m, C_m, A_n, B_n, C_n$ , учитывающие изменение нагрузки при осесимметричном действии на крепь при  $m = n = 1$ , будут равны  $\lambda_m = \lambda_n = 4,730$ ;  $A_m = A_n = -0,0178$ ;  $B_m = B_n = -0,1$ ;  $C_m = C_n = 1,0178$ ;

$m$  и  $n$  - порядковые номера массивов  $A, B, C$ ;

$h_i$  - толщина  $i$ -го слоя оболочки.

Проведены расчеты для крепи скважины, состоящей из трех оболочек (направление, кондуктор, техническая либо эксплуатационная колонны). Межколонное и заколонное пространство заполнено тампонажным камнем, сформированным из цементного раствора на основе тампонажного портландцементом (ГОСТ 1581 - 96). Принято, что крепь скважины подвержена воздействию избыточного сминающего давления, обусловленного фазовым переходом жидкостьсодержащей среды в льдообразное состояние в замкнутом пространстве.

Установлено, что для равномерно распределенной внешней нагрузки  $\alpha = 10$  МПа, напряжение в среднем цементном слое при обеспечении сплошного контакта цементного камня с поверхностью обсадных труб не превышает допустимого предела прочности тампонажного камня марки ЦНТ ( $\sigma = 3$  МПа). При частичном нарушении сцепления ( $\eta_x = 100$  Н/мм<sup>3</sup>) напряжения во втором слое увеличиваются в три раза, что приведет к деструктуризации цементного камня. Дальнейшее нарушение межслойных связей (полное отсутствие сцепления цементного камня с обсадными трубами) приводит к увеличению напряжений. Напряжение в стальных обсадных трубах  $\sigma_x^{(1)}$  повышается в четыре раза, что, естественно, увеличивает вероятность их смятия.

Во времени, при наличии контакта цементного камня с колонной, напряжения в теле последней в основном не меняются, постоянны по величине. В случае отсутствия контакта (сцепления) с поверхностью обсадной колонны напряженное состояние изменяется, увеличивается (примерно в два раза, а в некоторых случаях и больше).

3.2. Результаты экспериментальных и теоретических исследований по данной проблеме (разработки наиболее эффективных рецептур технологических жидкостей, буровых растворов) однозначно позволяют считать, что их состав должен обуславливаться геолого-технологическими условиями коллекторов нефти и газа. Таким образом, авторы данной работы рекомендуют рецептуры, представленные в табл. 1

Таблица 1

Рецептуры и основные параметры технологических жидкостей для первичного вскрытия залежей нефти и газа

№ п/п	Раствор		
	Тип, состав	Параметры	Условия применения
1	Патент № 2277572 РФ. Высокоминерализованный безглинистый буровой раствор	Плотность 1100-1300 кг/м <sup>3</sup> ; водоотдача 1-7 см <sup>3</sup> /30 мин; ДНС 70-240 дПа; пластическая вязкость 25-75 мПа*с	Давление в пласте гидростатическое. Температура - до 130 °С. Породы терригенные с порово-трещинной структурой
2	Патент № 2277569 РФ. Буровой раствор на основе формиата натрия	Плотность 1050-1230 кг/м <sup>3</sup> ; водоотдача 2-3 см <sup>3</sup> /30 мин; ДНС 25-38 дПа; пластическая вязкость 20-24 мПа*с	

№ п/п	Раствор		
	Тип, состав	Параметры	Условия применения
3	Патент № 2203919 РФ. Силикатно-крахмаль-ный буровой раствор	Плотность 1124 кг/м <sup>3</sup> ; водоотдача 4 см <sup>3</sup> /30 мин; ДНС 4,5 дПа; пластическая вязкость 9,5 мПа*с	Давление в пласте гидростатическое. Температура - до 130 °С. Породы терригенные с порово-трещинной структурой
4	Патент № 2203919 РФ. Солестойкий буровой раствор	Плотность 1050-1400 кг/м <sup>3</sup> ; водоотдача 1-5 см <sup>3</sup> /30 мин; ДНС 48-150 дПа; пластическая вязкость 25-70 мПа*с	Давление в пласте выше гидростати-ческого. Температура - до 150 °С. Породы терригенные с поровой и порово-трещинной структурой
5	Патент № 2277571 РФ. Безглинистый буровой раствор	Плотность 1050-1450 кг/м <sup>3</sup> ; водоотдача 2-4 см <sup>3</sup> /30 мин; ДНС 80-140 дПа; пластическая вязкость 30-60 мПа*с	
6	Полимерсолевой буровой раствор содержащий ацетат калия	Плотность 1650-1750 кг/м <sup>3</sup> ; условная вязкость 60-90 с; СНС (1 мин/10 мин) 20-40/30-50 дПа; ДНС 15-40 дПа; водоотдача 8-9 см <sup>3</sup> /30 мин; стабильность < 2 %	
7	Утяжеленный буровой раствор	Плотность 1070-2100 кг/м <sup>3</sup> ; водоотдача 0,5-3 2 см <sup>3</sup> /30 мин; СНС (1 мин/10 мин) 15-20/60-90 дПа; ДНС 70-180 дПа	Давление в пласте выше гидростатического. Температура - до 150 °С. Породы терригенные с поровой и порово-трещинной структурой
8	Патент № 227757А РФ. Коллоидно-полимерный буровой раствор	Плотность 1020-1070 кг/м <sup>3</sup> ; условная вязкость 20 – н/т*с; СНС 0-9 дПа; ДНС 6-12 дПа; водоотдача 2-8 см <sup>3</sup> /30 мин; пластическая вязкость 18-58 мПа*с; рН 8,5-9,5	Давление в пласте равно гидростатическому и немного ниже. Температура - до 130 °С. Породы трещинного типа

*Примечание. СНС - статистическое напряжение сдвига; ДНС - динамическое напряжение сдвига; МК - модифицированный крахмал; КМЦ - карбоксилметилцеллюлоза; КМК - карбоксиметилкрахмал.*

3.3. В области цементирования скважин основное внимание должно быть уделено физико-механическим свойствам формирующегося в заколонном, межколонном пространстве камня. Для этого была разработана и рекомендована концепция по разработке и применению тампонажных композиций (рис.

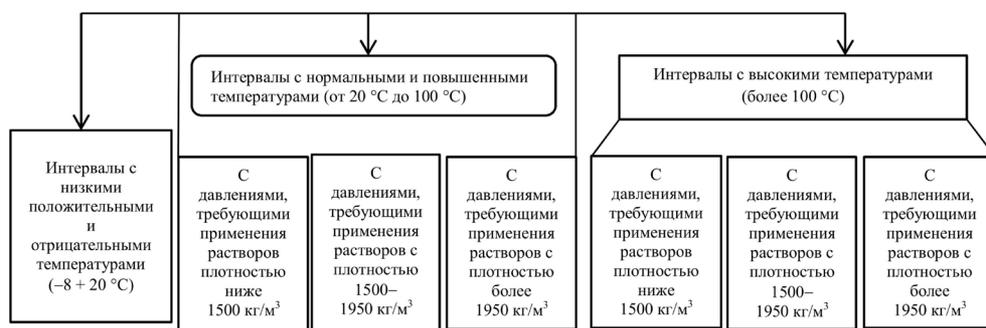


Рис. 1. Концепция решения проблемы обеспечения надежности и качества разобщения продуктивных горизонтов с различными термобарическими условиями

1. Не имеется возможности создания универсального тампонажного материала для различных термобарических условий.
2. Герметичность затрубного пространства обеспечивается: физико-механическими свойствами тампонажного материала, раствора и формирующегося из него камня; технологией осуществления цементировочных работ; техническими средствами (оснастка обсадной колонны, цементировочная техника и другие устройства для осуществления работ по цементированию скважин).
3. Рецептуры тампонажных материалов, растворов должны соответствовать термобарическим условиям интервалов цементирования.

Предложенная концепция послужила основанием для разработки и внедрения рецептур тампонажных материалов, представленных в табл. 2.

Таблица 2

Результаты исследований, оформленные патентами Российской Федерации.  
Тампонажные материалы, растворы

№ патентов	Авторы	Районы внедрения
Тампонажные материалы, растворы для относительно низких положительных и отрицательных температур (-8 - +20 °C)		
1) № 2209929 - Модифицированная гипсоцементная смесь	В.П. Овчинников, В.И. Вяхирев, А.А. Фролов, В.Ф. Сорокин, В.А. Ключов и др.	Уренгойская группа месторождений
2) № 2028987 - Вяжущие	В.П. Овчинников, В.А. Ключов, П.Г. Кожемякин	Месторождения шельфа Арктики
3) № 155465 - Тампонажный раствор для низкотемпературных скважин	В.И. Урманчеев, О.Л. Островский, В.П. Овчинников и др.	Месторождения шельфа Арктики

№ патентов	Авторы	Районы внедрения
Тампонажные материалы, растворы для нормальных температур, плотностью 1500-1950 кг/м <sup>3</sup>		
4) № 2204690 - Облегченный тампонажный раствор	В.П. Овчинников, В.И. Вихярев, В.Ф. Сорокин, А.А. Фролов и др.	Уренгойская группа месторождений
5) № 2235857 - Тампонажный материал	В.П. Овчинников, В.И. Вихярев, А.А. Фролов, С.А. Уросов	Уренгойская группа месторождений
6) № 2244098 - Облегченный тампонажный раствор	В.П. Овчинников, А.А. Фролов, Ю.С. Кузнецов, А.В. Будыков и др.	Уренгойская группа месторождений
7) № 2362876 - Облегченный тампонажный раствор	В.П. Овчинников, Н.Е. Щербич, В.В. Ипполитов	Уренгойская группа месторождений
8) № 2187621 - Облегченный тампонажный раствор	В.П. Овчинников, В.И. Вихярев, А.А. Фролов	Уренгойская группа месторождений
9) № 2141026 - Облегченный тампонажный раствор	В.П. Овчинников, Н.Е. Щербич, В.В. Ипполитов	Уренгойская группа месторождений
10) № 1035195 - Вяжущие для приготовления тампонажных растворов	В.П. Овчинников, М.Р. Мавлютов, В.М. Кравцов	Месторождения Башкирии, Перми, Татарии
11) № 2030557 - Тампонажный раствор	В.П. Овчинников, А.А. Шатов, В.Н. Сергеев	Месторождения Башкирии
Тампонажные материалы, растворы для нормальных температур (20-100 °С), плотностью ниже 1500 кг/м <sup>3</sup>		
12) №2270329 - Облегченный тампонажный раствор	В.П. Овчинников, М.В. Двойников, А.А. Фролов, А.В. Будыков и др.	Уренгойская группа месторождений
Тампонажные материалы, растворы для высоких температур (100 °С)		
13) Белитокремнеземистый цемент	В.П. Овчинников, А.А. Шатов	Месторождения республики Казахстан
14) Известково-кремнеземистый цемент	В.П. Овчинников, А.А. Шатов, Ф.А. Агзамов и др.	Месторождения республики Казахстан, гидротермальные скважины п-ва Камчатка
15) Цементно-шлаковые ком-позиции	В.П. Овчинников, О.В. Рожкова и др.	Находятся в стадии подготовки к цементированию

В целях повышения седиментационной устойчивости, понижения водоотдачи тампонажных растворов рассмотрены и проведены исследования по возможности использования высокомолекулярных соединений (ВМС), в частности оксиэтилцеллюлозы (ОЭЦ) на образцах Tylose, Сульфацил, Natrosol. Результаты исследований физико-механических свойств цементного раствора и формирующегося на его основе тампонажного камня позволили выработать следующие рекомендации, изложенные в табл. 3.

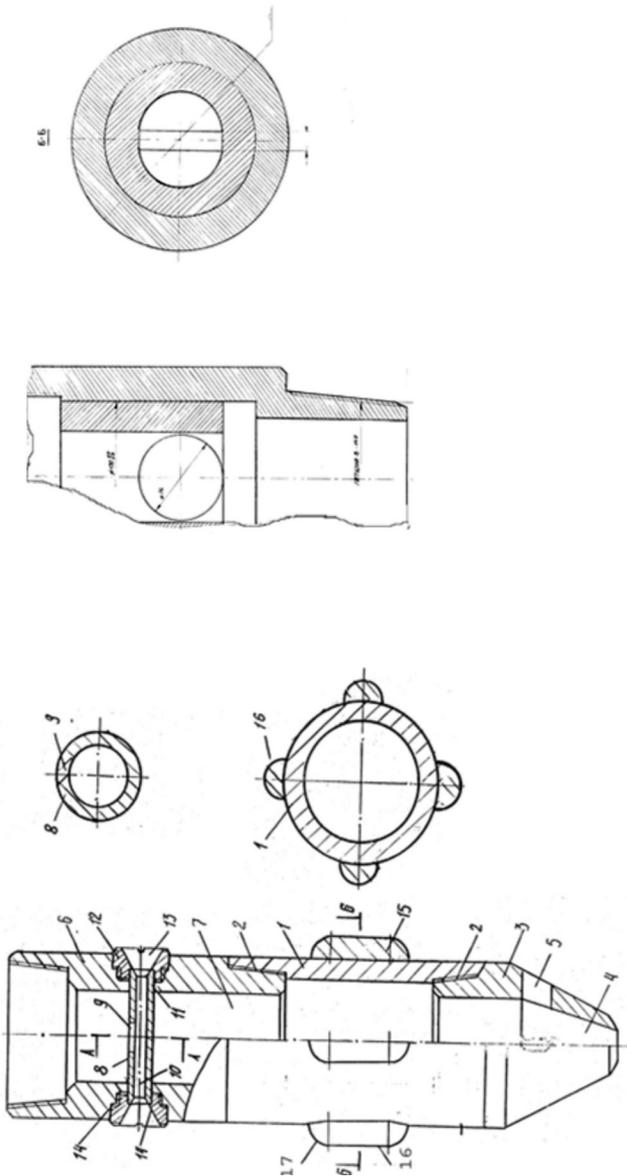
Таблица 3

*Общие рекомендации по применению ВМС типа оксиэтилцеллюлозы при приготовлении тампонажных растворов на основе портландцемента тампонажного*

Tylose	Сульфоцел	Natrosol
<p>1. Способ введения – в растворенном или сухом виде, более эффективно в виде кашицы.</p> <p>2. Влияние на свойства тампонажного раствора - снижается показатель фильтрации совместно с <math>\text{CaCl}_2</math> (2-3 %), сроки схватывания понижаются, предел - прочность цементного камня повышается.</p> <p>3. Время перемешивания должно быть не менее 1 ч, а прокачивания - не более 2-х ч.</p> <p>4. Рекомендуются использовать при цементировании скважин в следующих концентрациях: ЕНН – 0,3 %; ЕНМ – 0,3-0,5 %; ЕНЛ – 0,5 %; <math>\text{H}_2\text{OP}</math> – 0,7 %.</p> <p>5. Сочетаются с:                  ЭТСК – повышается прочность камня, улучшаются реологические свойства раствора, снижаются сроки схватывания;                  ЛСТП – повышается растекаемость раствора при концентрации 0,1 %;                  НТФ – структурные характеристики раствора не снижаются, сроки схватывания увеличиваются</p>	<p>1. Способ введения – в сухом виде (показатель фильтрации снижается после 2 ч перемешивания, в растворенном виде – после 1 ч перемешивания).</p> <p>2. Наиболее эффективны в-56, 6867.</p> <p>3. Время прокачивания - до 5 ч, перемешивания - 1-2 ч.</p> <p>4. Снижается показатель фильтрации, сроки схватывания повышаются, растекаемость увеличивается.</p> <p>5. Оптимальное содержание - порядка 1 %, при меньшем содержании параметры меняются в противоположном направлении</p>	<p>1. Способ введения не оказывает влияния на параметры.</p> <p>2. Наиболее эффективны реагенты Н4ВР, ННВР, МВР, не влияют на сроки схватывания, повышается прочность цементного камня, растекаемость понижена – требуется использование добавок-пластификаторов.</p> <p>3. Хорошо сочетается с <math>\text{CaCl}_2</math>, ЭТСК, ЛСТП и НТФ.</p> <p>4. Следует учитывать: ЭТСК повышает прочность камня, водоудерживающая способность раствора понижается (раствор агрессивно неустойчив); <math>\text{CaCl}_2</math> и ЛСТП увеличивают седиментационную устойчивость раствора.</p> <p>5. Оптимальное содержание определяется в каждом конкретном случае</p>

Для гидро- и механической активации тампонажных систем разработаны конструкции технических устройств, представленных на рис. 2.

Гидроакустический генератор работает на принципе закручивания потока прокачиваемой жидкости с образованием кавитационных явлений при схлопывании газовоздушной воронки на выходе из сопла. Гидровибратор шаровой генерирует волновые процессы при ударе шара и его корпус. Поперечное движение шара обусловлено неравными объемами пространства между ним и внутренней поверхностью устройства (принцип воздушного свистка). В табл. 4 представлены сведения о результатах воздействия процесса гидроактивации на некоторые свойства тампонажных растворов. Отмечается некоторое повышение плотности раствора, снижение показателя водоотделения и подвижности, сроков схватывания тампонажных растворов с одновременным повышением прочности твердеющего камня.



1 - корпус устройства; 2 - резьба соединительная; 3 - насадка направляющая; 4 - центральное отверстие; 5 - отверстия боковые; 6 - переходник; 7 - центральный канал; 8 - вихревая насадка; 9 - излучатель; 10 - канал проходной; 11 - диффузоры; 12 - гайки прижимные; 13 - сопло; 14 - кольца; 15 - планки центрирующие; 16 - центраторы; 17 - концевые поверхности центрирующих планок

Рис. 2. Схемы забойных гидровибрационных устройств: а) гидроактиватор; б) гидровибратор шаровой

Таблица 4

Результаты исследований влияния гидродинамической активации на физико-механические свойства тампонажных растворов

Основа тампонажного раствора	Водоцементное отношение	Физико-механические свойства тампонажного раствора (камня)							
		Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Водоотделение, %	Растекаемость, м	Сроки схватывания		Время загустевания, ч/мин	Предел прочности при изгибе (МПа) в возрасте, сут.	
					Начало	Конец		2	7
Портландцемент	0,5	1800	0,5	0,215	6-15	9-20	7-00	3,90	6,80
		1870	2,5	0,220	6-35	9-40	7-25	2,75	6,20
	0,7	1680	1,5	0,235	7-45	10-50	8-50	2,35	5,20
		1700	3,5	0,240	7-55	11-20	9-00	2,15	4,50
	0,5	1850	0,5	0,195	6-00	9-00	7-00	3,95	5,10
		1845	0,4	0,190	5-40	8-10	6-15	4,1	7,15
	0,6	1800	0,5	0,215	6-30	9-40	7-40	2,45	4,55
		1810	0,5	0,210	6-05	8-30	7-05	3,15	4,85
Портландцемент + 6 % CaCl <sub>2</sub>	0,7	1680	0,5	0,235	7-20	10-15	8-10	2,45	4,20
		1685	0,4	0,215	6-30	9-25	7-40	3,15	4,45
Портландцемент + 3 % CaCl + 0,5 % ЛСТМ	0,5	1660	0,5	0,210	8-15	10-35	9-15	2,40	5,80
		1650	0,3	0,205	7-20	8-30	8-40	2,85	6,40
	0,6	1620	0,5	0,210	8-45	11-00	9-25	2,20	3,15
		1625	0,3	0,205	7-20	9-15	8-40	2,45	4,80
	0,5	1740	0,2	0,140	4-15	6-25	4-50	3,49	5,86
		1730	0,2	0,140	3-35	5-15	3-10	3,40	6,40
	0,6	1720	0,4	0,165	4-55	7-20	6-00	3,15	5,40
		1730	0,4	0,165	3-40	5-50	7-50	3,50	6,60
Портландцемент + 5 % раствор глины	0,75	1680	0,5	0,190	6-45	10-20	7-50	2,70	5,40
		1680	0,5	0,180	5-15	9-10	6-10	3,05	6,80
	0,8	1680	0,5	0,195	6-55	10-40	8-00	2,55	5,30
		1685	0,5	0,180	5-15	9-10	6-50	2,60	6,40
	1,0	1640	0,5	0,219	8-15	11-35	9-15	2,20	5,38
		1640	0,5	0,205	7-10	9-40	7-50	2,60	5,52

Примечание. В числителе указаны физико-механические свойства тампонажного раствора (камня), который не был подвергнут активации; в знаменателе - подвергнутого

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Аналитический обзор технологий и технических средств, используемых при строительстве скважин, предназначенных для добычи пластовых флюидов (газа, нефти, конденсата), не в полной мере учитывает геологические условия залегания залежей, окружающей среды и необходимости сохранения естественных фильтрационных свойств коллекторов.
- Теоретически обоснована возможность обеспечения прочностной надежности крепи скважины в интервалах текучих пород, применения метода расчета путем преобразования многослойной оболочки в единую сплошную систему с последующим обоснованием требуемой прочности каждого слоя.
- В целях обеспечения сохранности естественных фильтрационных свойств коллекторов нефти и газа научно обоснованы и экспериментально оптимизированы рецептуры промывочных жидкостей для различных термобарических условий залегания пластов. В частности, для залежей с градиентами гидроразрыва до 1,24 рекомендуется рецептура раствора, состоящая из картофельного крахмала – 2 %, каустической соды (NaOH) – 0,08 %, метасиликата натрия – 1,2 %, хлорида калия – 3 %, остальное – пластовая либо техническая вода; для пластов с коэффициентами гидроразрыва более 1,24 – полимер (сульфацел до 3 %, либо картофельный крахмальный реагент – до 5 %, допустимо использование Xanthan gum – 0,1-10,15 %) в сочетании с добавками электролита (формиат натрия 9-45 % или ацетат калия – 28 %), утяжелителя (мраморная крошка – до 45 % или барит – 10-60 %). Вспенивание раствора не допускается использованием пеногасителя MAC200. Параметры растворов стабильны во времени (20-30 сут.), сроки устойчивости крахмальных растворов можно регулировать применением метасиликата натрия. При их применении производительность скважин увеличилась: газовых - в 1,7-1,9 раз, нефтяных - в 1,25-1,8 раз. Это объясняется получением отрицательного скин-фактора – 2,5-4,6.
- Снижение глубины проникновения в пласт и объема фильтрата от тампонажных растворов предложено использованием высокомолекулярных соединений класса оксиэтилцеллюлозы – Tyllose марок EHM, EHL в количестве 0,3 - 0,5 % и – 0,5 %. Даны рекомендации по приготовлению, апробация осуществлена на более чем 150 скважинах.
- Научно обосновано использование гидродинамического воздействия на тампонажные растворы при их закачивании в интервал цементирования. Разработана технологическая схема осуществления работ и технические средства по ее реализации.

## REFERENCES

1. Brawn G.G. and at al. Unit Operations. New-York-Tokyo, 1962.
2. Bennion D.B. Water and hydrocarbon phase trapping in porous media -Diagnosis, prevention and treatment / D.B. Bennion, R.F. Bietz, F.B. Thomas // The Petroleum Society of CIM № 95-69, CIM Annual Technical Convention, 1995.
3. Bennion D.B. Formations damage and horizontal wells - A productivity killer / D.B. Bennion, F.B. Thomas, R.F. Bietz // SPE 37138, Horizontal Well Technical Convention, Calgary, 1996.
4. Bulatov A.I. Burovye promyvochnye i tamponazhnye rastvory [Drilling mud, flushing

fluid and cementing slurry]. Moscva: Nedra, 1999.

5. Garshina O.V. Razrabotka i issledovanie receptur bezglinistykh burovyykh rastvorov na osnove polisaharidov dlya pervichnogo vskrytiya produktivnykh plastov (na primere Permskogo Prikam'ya) [Development arid study of clayless mud compositions based on polysaccharides for the primary drilling in (on the example of Penn Pri-kamy)]. Dis. ... kand. tekhn. nauk. Tyumen, 1999.

6. Gerasimov D.S. Nauchno-tekhnicheskoe obosnovanie metodov podbora ob-sadnykh kolonn pri vozdeystvii na nih lokal'nykh i ravnomerno-raspredelyonnykh nagru-zok [Scientific grounds for choosing the right methods of appropriate casing choice under the impact of local and evenly distributed loads]. Tyumen: TIU, 2017.

7. Grej Dzh. Sostav i svoystva burovyykh agentov (promyvochnyykh zhidkostey) [Properties and content of drilling (flushing) fluids]. Moscva: Nedra, 1985.

8. Gruber N.G. Water block effects in low permeability gas reservoirs. // The Petroleum Society of CIM № 96-92, CIM Annual Technical Convention, 1996.

9. Dobrosmyslov A.S. Kniga inzhenera po rastvoram SSK [Engineer's guide book to drilling fluids]. Moskva, 2006.

10. Erwin M.D. Multiwell interference test in the Colville River field / M.D. Erwin, R.S. Redman, L.A. Sanders. Alaska. SPE 77453, SPE Annual Technical Conference, 2002.

11. Gacob C.E. On the Flow of Water in an Elastic Artesian Aquifer. Trans, America. Geophys. Union. Reports and Paper. Stydrology, 1940.

12. Izmajlov L.V., Bulatov A.I. Kreplenie neftyanykh i gazovykh skvazhin [Oil and gas wells' cementing]. Moscva: Nauka, 1976.

13. Koshelev V.N. Eksperimental'nye issledovaniya PAV kompleksnogo dejstvi-ya SNPH PKD 515 [Experimental researches of multi-functional surfactants SNPH PKD 515]. Voprosy promyvki skvazhin s gorizonta'l'nykh uchastkom. Krasnodar: NPO Burenie, 1998, p. 114-12016.

14. Kravcov V.M. Issledovanie korrozijnoj stojkosti special'nykh cementov v mineralizovannykh sredakh [Study of the corrosion resistance of special cements in mineralized media]. Problemy ispol'zovaniya himicheskikh sredstv i metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov. Ufa, 1980, p. 207-211.

15. Laboratory investigation of parameters affecting optimization of micro-[bial flooding in carbonate reservoirs / Almehaideb Reyadh, Zekri Abdulrazag // Petrol. Sci and Technol. - 2002. - № 3-4. P. 377-392.

16. Makovej N. Gidravlika bureniya [Drilling hydraulics]. Moskva: Nedra, 1986.

17. Masket M. Tehenie odnorodnykh zhidkostey v poristoj srede [Flow of homogeneous fluids in a porous medium], Moscva: Gostoptekhizdat, 1969.

18. Ovchinnikov P.V. Teoriya i praktika vskrytiya i razobshcheniya produktivnykh plastov so slozhnyimi termobaricheskimi usloviyami [Theory and practice of drilling-in and isolation of productive strata with complex PT conditions...]. Dis. ... d-ra tekhn.nauk. Tyumen, 2007.

19. Ovchinnikov V.P., Nabokov A.V., Danilov O.F., Gerasimov D.S., Haritono-va T.A. Osnovnye razdely mekhaniki sploshnoj srede i ih prakticheskoe primenenie pri burenii i razrabotke getyanykh i gazovykh me- storozhdenij [The main sections of continuum mechanics and their practical application in the drilling and development of oil and gas fields]. Tyumen:

FGBO UVPO, 2015.

20. Ovchinnikov V.P. Tekhnologiya bureniya neftyanyh i gazovyh skvazhin [Oil and gas wells' drilling technology]. T.4. Tyumen: TGNGU, 2017.

21. Ritter W. Die Static der Tunnel - gewolbe. Berlin, 1979.

22. Palumbo S., Giacco D., Ferrari M., Pirovano P. The development of pottasi-um cellulosic polimers and their contribution to the inhibition of hydratable clays // SPE JADC Drilling conference. - 1989. III. - № 18477. - P. 149-152.

23. Rzhanicyn A.R. Sostavnye sterzhni i plastinki [Compound rods and plates.]. Moscva: Strojizdat, 1986.

24. Rukovodyashchij dokument RD 39-0014. 7001-767-2000, 2000.

25. Instrukciya po krepleniyu neftyanyh i gazovyh skvazhin [Regulation document RD 39-0014. 7001-767-2000. Guidance to oil and gas wells' cementing]. Moscva.

26. Salnstowicr A. Szirmik crask w Zagadmeniach mechaniki Przeglt Gor- niczy. № 1-2, 1959.

27. Saltykov V.V. Teoriya i praktika vskrytiya vysokoglinistyh terrigennyh kollektorov nefti i gaza biopolimersolevymi rastvorami [Theory and practice of high-clay terrigenous oil and gas reservoirs drilling-in with biopolymer solutions], Dis. ... d-ra tekhn.nauk: 25.00.15. Tyumen, 2008.

28. Ulyasheva N.M. Polimemye burovye rastvory [Polymer based solutions]. Promyvka i kreplenie skvazhin, 1984, p. 46-50.

29. Frolov A.A. Nauchnoe obosnovanie, razrabotka i vnedrenie sovremennyh tekhnologij razobshcheniya plastov slozhnopostroennyh gazovyh mestorozhdenij [Sci-entific grounds, development and implication of modem technologies for isolation of complex gas fields]. Dis. ... d-ra tekhn. nauk: 25.00.15. Tyumen, 2001.

30. Sharafutdinov Z.Z. Burovye i tamponazhnye rastvory. Teoriya i praktika [Drilling and cementing fluids. Theory and practice]. Sankt-Peterburg: Professional, 2007.

31. Yakubovskij YU.E. Nelinejnaya teoriya izgiba i raschyot sostavnyh plastin i pologih obolochek peremennoj zhyoskosti [Nonlinear theory of bending and calculation of composite plates and shallow shells of variable rigidity]. Dis. ... d-ra tekhn.nauk: 25.00.15. Ekaterinburg, 1994.