



Научная статья
УДК 622.279.7

Разработка технологических решений по надежному глушению скважин путем временного блокирования продуктивного пласта в условиях АНПД (на примере сеноманских газовых залежей)

Р.А.ГАСУМОВ^{1,2}, Ю.С.МИНЧЕНКО^{1,2}✉, Э.Р.ГАСУМОВ³

¹ АО «СевКавНИПИГаз», Ставрополь, Россия

² Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия

³ Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Как цитировать эту статью: Гасумов Р.А., Минченко Ю.С., Гасумов Э.Р. Разработка технологических решений по надежному глушению скважин путем временного блокирования продуктивного пласта в условиях АНПД (на примере сеноманских газовых залежей) // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 895-905. DOI: 10.31897/PMI.2022.99

Аннотация. Современные условия эксплуатации месторождений характеризуются падением добычи газа за счет выработки его запасов, снижения пластового давления, повышения обводненности продукции, а также изношенности эксплуатационного фонда скважин. Указанные проблемы особенно характерны на поздней стадии разработки сеноманских залежей месторождений Западной Сибири, где преобладает коэффициент аномальности ниже 0,2, при этом газоносные пласты представлены преимущественно сложными коллекторами с высокопроницаемыми участками. При глушении таких скважин классическое уменьшение репрессии на пласт за счет снижения плотности технологической жидкости не обеспечивает необходимую эффективность, что требует поиска новых технико-технологических решений. Для предотвращения разрушения пласта-коллектора и сохранения его фильтрационно-емкостных свойств при проведении ремонтных работ в скважинах с аномально низким пластовым давлением в АО «СевКавНИПИГаз» разработаны составы специальных технологических жидкостей. Предлагается количественное описание процесса блокирования призабойной зоны пласта посредством математического моделирования закачки гелеобразующего раствора в продуктивный горизонт. Технология глушения скважины включает три основных этапа проведения работ: выравнивание профиля приемистости продуктивной толщи применением трехфазной пены, закачка блокирующего состава и его продавка с созданием расчетной репрессии. Решения, полученные на основе математической модели, позволяют оптимизировать технологические параметры для минимизации негативных последствий в процессе глушения скважины.

Ключевые слова: газовая скважина; технология глушения; аномально низкое пластовое давление; блокирование пласта-коллектора; технологическая жидкость

Благодарность. Работа выполнена с использованием ресурсов Центра коллективного пользования Северо-Кавказского федерального университета при финансовой поддержке Минобрнауки России, уникальный идентификатор проекта RF-2296.61321X0029 (соглашение № 075-15-2021-687).

Поступила: 11.04.2022

Принята: 17.11.2022

Онлайн: 29.12.2022

Опубликована: 29.12.2022

Введение. Проблемы глушения скважин при проведении ремонтных работ наиболее остро стоят на газовых месторождениях, находящихся на заключительной стадии эксплуатации, и наиболее актуальны в настоящее время на скважинах сеноманских отложений месторождений Западной Сибири. Газовые залежи на таких месторождениях, как Ямбургское, Уренгойское, Медвежье и т.д., имеют сходное геологическое строение и приурочены к единому газопродуктивному горизонту [1-3], что позволяет говорить о необходимости рассматривать сеноманский газопродуктивный горизонт в качестве единого эксплуатационного объекта с целью использования и распространения уже выявленных закономерностей и особенностей его разработки. При сравнительной однородности литологического состава пород их коллекторские свойства изменяются в очень



широких пределах. С учетом дренированности и присутствия высокопроницаемых участков газоносные пласты можно отнести к сложным коллекторам, характеризующимся наличием расширенных пор и каналов, трещин, карстовых полостей и т.д.

Анализ промысловых данных по ремонту скважин газовых и газоконденсатных месторождений Западной Сибири [4, 5] показывает, что применяемые традиционные жидкости глушения (растворы хлористого кальция и натрия, гидрофобные эмульсии, инвертно-мицеллярные дисперсии и т.д.) в начальный период разработки месторождения становятся малоэффективными при падении пластовых давлений [6, 7]. Высокая инфильтрация этих растворов в условиях репрессии способствует образованию значительной зоны их проникновения в пласт, что резко ухудшает фильтрационные характеристики пласта и создает ряд трудноразрешимых проблем при освоении скважин после ремонта. Из обзора открытых источников [8-10] следует, что способы управления гидродинамическими процессами в призабойной зоне скважины при проведении капитального ремонта скважин (КРС) представлены весьма ограниченно.

В связи с этим разработка технологических решений надежного глушения скважин с использованием методов математического моделирования закачки специальных составов в продуктивный пласт [11] при проведении ремонтных работ в скважинах с аномально низким пластовым давлением (АНПД) с коэффициентом аномальности $k_{ан}$ менее 0,2, предотвращающих разрушение пласта-коллектора и обеспечивающих сохранение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), представляет собой актуальную задачу.

Для минимизации негативных последствий при проведении работ в скважинах с низким коэффициентом аномальности применяемые при глушении технологии концептуально должны отвечать следующим условиям:

- недопущение поглощения жидкостей пластом в процессе работ, а также в период формирования в пласте блокирующего экрана;
- снижение репрессзионного воздействия на пласт при КРС;
- использование технологических жидкостей, удаление которых возможно при минимальных депрессиях;
- реализация принципа управления гидродинамическими процессами в призабойной зоне пласта (ПЗП);
- выравнивание профиля приемистости пластов, содержащих высокодренированные зоны (пропластки) [12, 13].

Методология. В соответствии с общими положениями методологии научных исследований научные изыскания включали теоретические (анализ научно-технической литературы и физико-химических процессов, действующих в изучаемых системах) и эмпирические исследования. Лабораторно-стендовые испытания по определению влияния различных типов жидкостей на изменение естественной проницаемости породы проводилось на установке УИПК-1М с использованием кернов сеноманских горизонтов месторождений Западной Сибири. В дальнейшем авторы планируют проведение исследований на установке осесимметричного нагружения с возможностью создания пластового порового давления и температуры для повышения достоверности полученных результатов.

Влияние жидкостей на коллекторские свойства пластов характеризуется коэффициентом восстановления проницаемости по керосину, который рассчитывали по формуле:

$$\eta_{восст} = \frac{k_2}{k_1} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где k_1 , k_2 – начальная и восстановленная проницаемости образца по керосину соответственно, m^2 .

Проницаемость кернов определялась в соответствии с законом Дарси. Построение математической модели процесса блокирования осуществлялось при использовании трехэтапной схемы проведения работ, включающей выравнивание профиля приемистости продуктивной толщи; закачку блокирующего состава; продавку блокирующего состава с созданием необходимой репрессии.



Наличие выравнивания профиля приемистости обусловлено низким энергетическим потенциалом продуктивных пластов с АНПД, необходимостью предотвращения загрязнения компонентами блокирующих составов скважинного коллектора, возникающего за время формирования блокирующего экрана в ПЗП, а также в результате поглощения высокопроницаемыми пропластками значительных объемов блокирующего состава [14].

Оптимальным при проведении работ на газовых и газоконденсатных скважинах в условиях с коэффициентом аномальности менее 0,2 является применение трехфазных пен в качестве жидкости для выравнивания профиля приемистости.

Поскольку гидростатическое давление столба жидкости не зависит от площади и формы его сечения, то с точки зрения расчета давлений и сопутствующих параметров моделирование проводилось на примере более сложного объекта исследований – скважин, оснащенных пакерующими элементами, с последующей экстраполяцией на конструкционно более простые объекты.

Трехэтапная схема блокирования ПЗП приведена на рис.1. Скважина оборудована пакером 3, после обвязки оборудования к устью скважины открывают трубное пространство 1 и закачивают через насосно-компрессорные трубы (НКТ) жидкость 2 (пену) для выравнивания профиля приемистости в объеме, необходимом для заполнения подпакерной зоны 4 (рис.1, а).

Обозначим функцией $Q_1(t)$ приемистость пласта жидкости глушения, вызванную репрессией $P_{зак1}(t) - P_{пл}$, где $P_{зак1}(t) = f(t)$ – давление закачки; $P_{пл}$ – пластовое давление.

Если фильтрация в пласт жидкости глушения подчиняется линейному закону Дарси, то тогда приемистость $Q_1(t)$ в момент времени t можно вычислить по формуле Дюпюи:

$$Q_1(t) = \frac{2\pi kh [P_{зак1}(t) - P_{пл}]}{\mu_1(t) \ln \left(\frac{r_1(t)}{R_{скв}} \right)}, \quad (2)$$

где $r_1(t)$ – текущий радиус границы раздела «газ – жидкость» на первом этапе закачки первой жидкости глушения, м; $\mu_1(t)$ – коэффициент динамической вязкости жидкости, мПа·с; $R_{скв}$ – радиус забоя скважины, м; k – проницаемость пласта, мД; h – толщина пласта, м.

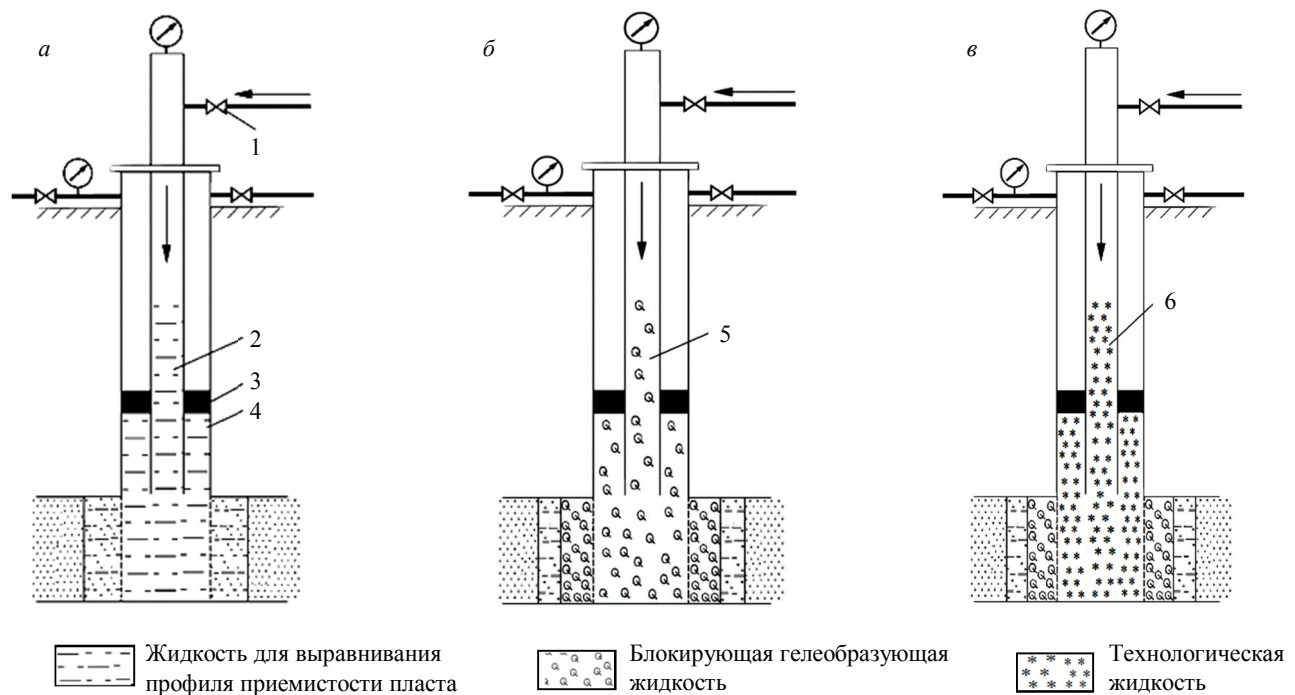


Рис.1. Этапы временного блокирования газовой скважины, оснащенной по пакерной схеме:

а – первый; б – второй; в – третий



Поступающая со скоростью $Q_1(t)$ в прискважинную зону жидкость приводит к увеличению радиуса кольматации ПЗП. Исходя из этого и учитывая постоянство пластового давления, минимизацию радиуса $r(T)$ зоны загрязнения (зоны кольматации) за заданное время, т.е. $r(T) \xrightarrow{P_{зак1(t)=?}} \min$, а также начальное условие $r(0) = R_{скв}$, получим следующие уравнения, описывающие скорость подачи жидкости глушения в НКТ скважины:

$$q_{ж}(t) = Q_1(t) + \frac{\pi d_{в.НКТ}^2}{4\rho_{ж}g} \frac{dP_{зак1}(t)}{dt} = \frac{2\pi kh [P_{зак1}(t) - P_{пл}]}{\mu_1(t) \ln\left(\frac{r_1(t)}{R_{скв}}\right)} + \frac{\pi d_{в.НКТ}^2}{4\rho_{ж}g} \frac{dP_{зак1}(t)}{dt}; \quad (3)$$

$$\frac{r_1^2(t)}{2} \ln\left(\frac{r_1(t)}{R_{скв} \sqrt{e}}\right) + \frac{R_{скв}^2}{4} = \frac{k}{m(1 - S_{в.ост})} \int_0^t \frac{[P_{зак1}(t) - P_{пл}]}{\mu_1(t)} dt, \quad (4)$$

где $d_{в.НКТ}$ – внутренний диаметр НКТ, м; $\rho_{ж}$ – плотность пенной жидкости, кг/м³; m – пористость пласта; $S_{в.ост}$ – остаточная водонасыщенность пласта.

По колонне НКТ закачивают блокирующую гелеобразующую жидкость 5, после чего осуществляют ее продавку на забой скважины технологической жидкостью 6 в объеме, необходимом для создания расчетного гидростатического давления на пласт в подпакерной зоне (рис. 1, б, в).

Для описания процессов, происходящих в системе при осуществлении второго этапа блокирования скважины, также воспользуемся формулой Дюпюи, которая показывает объем закачиваемой гелеобразной жидкости за единицу времени в прискважинную зону на втором этапе:

$$Q_2(t) = \frac{2\pi kh [P_{зак2}(t) - P_{1,2}(t)]}{\mu_2(t) \ln\left(\frac{r_2(t)}{R_{скв}}\right)}, \quad (5)$$

где $r_2(t)$ – радиус внутренней границы «жидкость – жидкость», обусловленный поступлением в прискважинную зону несжимаемой гелеобразной жидкости, м; $P_{зак2}(t)$ – давление закачки гелеобразующей жидкости, МПа; $P_{1,2}(t)$ – давление на подвижной границе раздела двух жидких фаз, МПа; $\mu_2(t)$ – коэффициент динамической вязкости гелеобразующей жидкости, мПа·с.

Поступающая в прискважинную зону гелеобразная жидкость как поршень начинает продвигать вглубь ПЗП ранее закачанную пенную жидкость. В соответствии с формулой Дюпюи получаем объемную скорость перемещения пенной жидкости

$$Q_1(t) = \frac{2\pi kh [P_{1,2}(t) - P_{пл}]}{\mu_1(t) \ln\left(\frac{r_1(t)}{r_2(t)}\right)}. \quad (6)$$

Основываясь на указанных выражениях, а также принимая во внимание закономерности полученные в рамках рассмотрения первого этапа блокирования пласта, были получены следующие уравнения, описывающие рассматриваемую систему

$$r_1^2(t) = r_2^2(t) + \frac{V_1}{\pi hm(1 - S_{в.ост})}; \quad (7)$$

$$Q_1 = Q_2 = \frac{2\pi kh [P_{зак2}(t) - P_{пл}]}{f(t)}; \quad (8)$$



$$f(t) = \mu_1(t) \ln \left(\frac{r_1(t)}{r_2(t)} \right) + \mu_2(t) \ln \left(\frac{r_2(t)}{R_{\text{СКВ}}} \right); \quad (9)$$

$$q_{\text{ж}2}(t) = Q_1(t) + \frac{\pi d_{\text{в.НКТ}}^2}{4\rho_{\text{ж}2}g} \frac{dP_{\text{зак}2}(t)}{dt} = \frac{2\pi kh [P_{\text{зак}2}(t) - P_{\text{пл}}]}{f(t)} + \frac{\pi d_{\text{в.НКТ}}^2}{4\rho_{\text{ж}2}g} \frac{dP_{\text{зак}2}(t)}{dt}; \quad (10)$$

$$r_2(t) \frac{dr_2}{dt} = \frac{\frac{k}{m(1-S_{\text{в.ост}})} [P_{\text{зак}2}(t) - P_{\text{пл}}]}{\mu_1(t) \ln \left(\sqrt{1 + \frac{V_1}{\pi hm(1-S_{\text{в.ост}}) r_2^2(t)}} \right) + \mu_2(t) \ln \left(\frac{r_2(t)}{R_{\text{СКВ}}} \right)}, \quad (11)$$

где $q_{\text{ж}2}(t)$ – скорость подачи гелеобразной жидкости глушения в НКТ скважины, м³/с; $\rho_{\text{ж}2}$ – плотность гелеобразной жидкости, кг/м³; V_1 – объем закачиваемой на первом этапе пенной жидкости, м³.

Нелинейное дифференциальное уравнение (10) интегрируем численными методами. Например, методами Рунге – Кутты, Адамса – Башфорта либо неявным многошаговым методом Адамса – Мулттона совместно с очевидным начальным условием $r_2(0) = R_{\text{СКВ}}$.

После продавки гелеобразующей жидкости 5 скважину закрывают на технологический отстой с периодическим стравливанием газовой шапки из НКТ на факельную линию. Завершение операции блокирования продуктивного пласта определяют по давлению на устье (рис. 1, в).

На каждом этапе выбирается жидкость глушения с заданной динамической вязкостью и плотностью и управление давлением закачки $P_{\text{зак}1}(t)$. Для того, чтобы управлять давлением закачки, нужно рассчитать скорость подачи жидкости глушения в НКТ скважины $v_{\text{ж}}(t)$ (рис.2).

Таким образом, применительно к каждому этапу суть задачи заключалась в том, чтобы найти такое управление скоростью подачи жидкости глушения в НКТ скважины $v_{\text{ж}}(t)$, которое обеспечивает за заданное время глушения скважины минимальные радиусы прискважинной зоны кольматации [15, 16].

Обсуждение. Коллекторы сеноманских отложений являются слабосцементированными и имеют низкую устойчивость к механическому воздействию [17]. Это обусловлено тем, что роль цементирующего материала между зернами в них осуществляется глинистыми фракциями, способными к диспергированию при воздействии жидкостей. Также значительное влияние на коллектор оказывают капиллярные силы [16-18]. Их возникновение обусловлено формированием пендулярных колец, окружающих точки контактов смежных песчинок. При повышении водонасыщенности пор размеры и форма пендулярных колец увеличиваются, соответственно ослабляется и сила капиллярного притяжения смежных песчинок, а в условиях достаточно высокого водонасыщения она вообще может исчезнуть [19-21]. Указанное явление может наблюдаться при проникновении фильтратов технологических жидкостей в пласт и в сочетании с диспергированием цементирующего глинистого материала приводит к деградации скважинного коллектора.

Для скважин, где $k_{\text{ан}} < 0,2$, характерно схлопывание проводящих каналов при значительных репрессиях, что является результатом неустойчивости коллектора и ведет к необратимому радикальному ухудшению ФЕС пласта в прискважинной зоне.

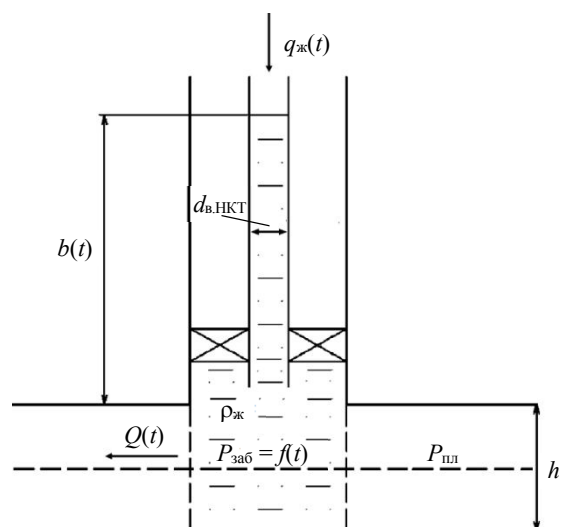


Рис.2. Связь давления закачки с высотой столба жидкости глушения в НКТ и забое скважины
 $b(t)$ – высота столба жидкости глушения в НКТ



Помимо этого, значительное влияние на разрушение каркаса пласта имеют величина градиента давления, а также его распределение на стенки скважины и, соответственно, скорость фильтрации жидкости. Проведение работ по глушению и освоению скважин в «щадящем» режиме, т.е. с близкими к минимальным, допустимыми репрессиями и депрессиями с учетом принципов управления гидродинамическими процессами в ПЗП, является приоритетным для слабосцементированных коллекторов, так как обеспечивает сохранение целостности их каркаса [22]. При этом, осуществление такого подхода зачастую не реализуемо, поскольку применяемые при глушении скважин блокирующие составы не способны к полноценному удалению из ПЗП при низких депрессиях [23-25].

Таким образом, можно выделить основные технологические факторы, оказывающие негативное влияние на эффективность проведения глушения газовых скважин в коллекторах сеноманских отложений:

- применение жидкостей глушения с плотностью, близкой к плотности воды или более высокой, что создает благоприятные условия для ее поглощения;
- использование в качестве жидкостей глушения и блокирующих жидкостей эмульсионных растворов или модифицированных химическими реагентами углеводородных жидкостей, способных к образованию на стенках поровых каналов с гидрофильным характером поверхности устойчивых гидрофобных пленок, что приводит к усложнению их геометрии и уменьшению эффективного диаметра;
- блокирование пластов блокирующими жидкостями, не подвергающимися деструкции, а также содержащими твердофазные коагулирующие частицы, не иммобилизованные по объему жидкости, что приводит к значительному загрязнению пласта в процессе создания блокирующего экрана в ПЗП;
- недостаточная эффективность блокирования пласта в целом или отдельных его интервалов в результате значительного поглощения блокирующей жидкости высокопроницаемыми пропластками в процессе проведения работ;
- закачка блокирующей жидкости с давлением, соответствующим усредненным данным по продуктивному пласту без учета индивидуальных характеристик отдельных его пропластков.

Анализ геологических и технических условий эксплуатации газовых скважин в осложненных условиях АНПД [26, 27], а также с наличием естественных и техногенных трещин показал, что применяемые на практике технологические жидкости [28-30] значительно ухудшают ФЕС продуктивных пластов, что, в свою очередь, приводит к появлению ряда трудно решаемых проблем при проведении КРС [31]. В связи с этим необходимо обоснование дополнительных требований к технологическим жидкостям для временного блокирования ПЗП, обусловленных проведением работ в скважине с $k_{ан} < 0,2$:

- блокирующий экран должен иметь полимерную основу и не содержать химических реагентов, образующих с поверхностью пород пластов высокоэнергетических химических связей;
- проникать в поровые каналы пласта (не теряя общности с остальным объемом блокирующей жидкости) языками, выполняющими функцию полимерных тампонирующих пробок, обладающих способностью к упругому изменению геометрической формы при повышении репрессии;
- содержать прочно связанные с полимерной основой блокирующего экрана армирующие компоненты, обеспечивающие повышение его механических характеристик при минимальном воздействии на поровое пространство коллектора;
- иметь эффективный деструктор, обеспечивающий полное удаление компонентов блокирующего состава из продуктивной толщи;
- структурообразующие компоненты блокирующего состава должны самодеструктироваться в пластовых условиях, время самодеструкции должно быть не менее полуторакратного периода от прогнозируемой продолжительности проведения ремонтных работ;
- повышать эффективность ремонтных работ за счет высокого уровня технологичности, а именно: возможности регулирования реологических и фильтрационных свойств; сохранения гидропроводности ПЗП; увеличения надежности и технологичности проводимых работ в условиях репрессии на пласт, в полтора-два раза превышающей пластовые давления.



Таблица 1

Результаты исследований по определению влияния различных типов жидкостей на проницаемость образцов кернов месторождений Западной Сибири

Технологическая жидкость	Керновый материал сеноманского горизонта	Результат фильтрационного эксперимента		
		Начальная фазовая проницаемость по керосину $k_1, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Конечная фазовая проницаемость по керосину $k_2, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Коэффициент восстановления проницаемости $k_{\text{восст}}, \%$
Водометанольный раствор	Ямбургское НГКМ	336	303	90,3
		106	92	87,1
		43	37	87,2
		3,37	3,19	94,6
Инвертно-эмульсионный раствор		357	15	4,3
		286	51	17,9
		97	63	65,2
		8,61	2,77	32,2
Водометанольный раствор, инвертно-эмульсионный раствор*		306	1,88	0,6
		241	1,89	0,8
		47	0,76	1,6
		4,40	0,31	7,2
Инвертно-эмульсионный раствор на основе растительных масел	Уренгойское НГКМ	222	76	34,2
		169	41	24,3
		183	40	21,9
		232	83	35,8
		210	35	16,7
		566	244	43,1
	Заполярное НГКМ	1578	251	15,9
		Юбилейное НГКМ	404	156
	Вынгапуровское НГКМ	310	91	29,4
		328	109	33,2
		390	77	19,7
		592	185	31,3
		261	51	19,5
		465	117	25,2
Полимерно-солевой раствор на основе хлористого калия	Юбилейное НГКМ	41	11	26,8
		308	167	54,2
		367	162	44,1
	Вынгапуровское НГКМ	359	148	41,2
		86	41	47,1
		94	48	50,7
		86	42	48,7

* Закачка растворов производилась последовательно.

Описанные рекомендации сформулированы на основе анализа научно-технических и промышленных материалов, а также экспериментальных исследований специалистов АО «СевКавНИПИГаз» по определению влияния различных типов жидкостей на проницаемость образцов кернов месторождений Западной Сибири (табл. 1). Гелеобразующие вязкоупругие системы (ВУС) на водной основе позволяют реализовать достоинства суспензионных и однофазных ВУС:

- высокую прочность и низкую водопроницаемость блокирующего экрана вследствие значительных механических свойств частиц твердой фазы и гелевой структуры;
- малую глубину проникновения состава и отдельных его компонентов в пласт;
- отсутствие свободной воды, что препятствует осложнениям, вызванным набуханием глинистого материала пласта;
- способность качественно блокировать пласты, имеющие проницаемость более 0,5 Д и/или содержащие высокодренированные пропластки;



- неспособность к образованию пленочных структур на внутренней поверхности пор коллектора вследствие высокой прочности связки молекул раствора друг с другом, превосходящей адгезионное взаимодействие с породой пласта.

Такие системы в отличие от суспензий на эмульсионной основе являются экономически более рентабельными и обладают главной отличительной чертой – гидрофильностью. В отличие от нефти газ (или газовый аэрозоль в случае газоконденсатных залежей) не способен создавать на внутренней поверхности пор коллектора какие-либо устойчивые структуры. Поэтому характер смачиваемости поровых каналов определяется поверхностными свойствами минералов, слагающих продуктивную толщу.

Использование при проведении ремонтных работ в таких скважинах блокирующих составов на эмульсионной основе приводит к образованию адсорбционных структур на стенках поровых каналов, приводящих к сокращению их эффективного диаметра.

Важно отметить, что указанная проблема имеет два аспекта. Пленки, сформированные в результате обработки пласта гидрофобными растворами, имеют достаточно большую толщину, что обусловлено многослойностью структуры, а также их вспучиванием за счет сил отталкивания в зоне гидрофобно-гидрофильного контакта. Второй аспект проблемы связан с малой сплошностью образующихся таким образом пленочных покрытий. Формирование многослойной структуры, в которой каждый слой имеет различный характер смачиваемости энергетически очень затратно. В результате этого система, включающая внутреннюю поверхность пор коллектора и пленочные образования, стремится к снижению своего энергетического потенциала. Указанное проявляется в утолщении отдельных участков многослойной структуры с последующим формированием гидрофобных островков на гидрофильной поверхности пор коллектора. Это приводит к усложнению геометрии порового пространства и в сочетании с низкими пластовыми давлениями может значительно повлиять на эффективность освоения газовых и газоконденсатных скважин после ремонта. Указанные причины существенно ограничивают область применения суспензий на эмульсионной основе в качестве блокирующих составов для глушения скважин с $k_{ан} < 0,2$.

Предлагаемый способ временного блокирования ПЗП основывается на применении жидкости глушения, блокирующей и продавочной жидкостей, не содержащих гидрофобных компонентов, а также иных реагентов, способных к формированию с породами пласта устойчивых пленочных покрытий, изменяющих тип смачиваемости их поверхности (например, катионных поверхностно активных веществ (ПАВ), полимеров, силосанов). Причем в качестве жидкости глушения и продавочной жидкости применяется трехфазная пена на основе пенообразующей жидкости, содержащей ксантановый биополимер, анионное ПАВ и твердофазный стабилизатор растительного происхождения. Указанная трехфазная пена обладает значительной стабильностью во времени, достаточно низкой плотностью, высокими реологическими характеристиками, обеспечивающими возможность выравнивания профиля приемистости пласта благодаря большому сопротивлению при движении в пористой среде, что отчасти нейтрализует негативные последствия от наличия в продуктивном пласте высокопроницаемых пропластков.

Параметры пенообразующей жидкости для глушения скважин: плотность 1010-1020 кг/м³, водородный показатель 7-9 ед. рН, условная вязкость 20-25 с. Параметры пены: плотность 300-350 кг/м³, кратность 2,5-3,0 ед., стабильность 8-12 ч.

В качестве жидкости блокирования разработана композиция на основе ксантанового биополимера, комплекса лигносульфанатов, поливалентного сшивателя, модифицирующей солевой добавки и органо-минерального наполнителя. Основные параметры ВУС приведены в табл.2.

Принцип действия разработанного состава основан на получении блокирующего эффекта при его движении в пласте уже в структурированном состоянии. Блокирующая жидкость, заключенная в поровом пространстве, представляет собой однородное по составу и консистенции тело, обладающее упругими свойствами и составляющее единое целое с фильтрационной коркой, сформированной из полимерного геля. Таким образом, при блокировании пласта внутрипластовая часть блокирующего экрана представлена тампонирующими пробками, расположенными в каждом поровом канале коллектора. Они обладают механическими (упругость, хрупкость, твердость), а также химическими свойствами, достаточными для недопущения



диспергирования их материала (гелевой структуры) при внешнем воздействии, под которым следует понимать как репрессивное влияние в процессе проведения ремонтных работ, так и депрессивное – при освоении скважины [32, 33].

Таблица 2

Параметры деструктурирующегося блокирующего состава

Технологический параметр	Значение блокирующего состава	
	Без наполнителя	С наполнителем
Блокирующая способность, МПа	12,9-15,3	12,5-15,6
Коэффициент восстановления проницаемости, %	93,9-95,6	92,5-95,3
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	5-6	3-4
Условная вязкость, с	38-42	55-70
Плотность ρ, кг/м ³	1010-1020	1040-1050
Время гелеобразования, ч	1-1,5	1-1,5
Степень деструкции, %*	96-98	90-92
Механическая прочность геля, кН/м ²	40-50	

* При применении щелочной деструктурирующей жидкости.

Разработанная АО «СевКавНИПИГаз» технология глушения, направленная на эффективное временное блокирование пласта газовых и газоконденсатных скважин в условиях АНПД, в том числе при $k_{ан} < 0,2$, заключается в последовательной закачке жидкости для выравнивания профиля приемистости скважины и блокирующего раствора через НКТ, с последующим продавливанием блокирующего раствора на забой скважины технологической жидкостью (трехфазной пеной). При этом давление продавки блокирующего раствора по интервалам, исходя из результатов моделирования определяют по формуле:

$$P = P_{пл} + \frac{m\mu(1 - S_{в.ост})}{2kt} \left(r^2 \left(\ln \left(\frac{r}{R_{скв}} \right) - \frac{1}{2} \right) + \frac{R_{скв}^2}{2} \right), \quad (12)$$

где μ – пластическая вязкость, мПа·с; t – время закачки жидкости, мин.

Предложенный метод математического моделирования позволяет при расчете учесть остаточную обводненность пропластков, их пористость и проницаемость, сопряженные с вязкостью закачиваемой жидкости. Кроме того, крайне важно, что при ее выводе система «пласт – скважина» рассматривалась не в статическом режиме, а в динамике. Это обеспечивает высокую эффективность блокирования пласта в целом и отдельных его пропластков с репрессиями, позволяющими сформировать качественный блокирующий экран в пропластках с различной проницаемостью, проводя блокирование пласта в щадящем режиме.

В зависимости от конструкций забоев скважин применяются различные технологии реализации данного способа с использованием метода математического моделирования. Один из вариантов временного блокирования газовой скважины, оснащенной по пакерной схеме, показан на рис.1, 2. По завершении операции блокирования продуктивного пласта осуществляют контроль за устьевым давлением для подтверждения глушения скважины. В случае падения давления операцию блокирования проводят повторно (последовательно закачивают блокирующую жидкость и пену для продавки) до получения желаемого результата.

В случае временного блокирования многопластовой залежи, где пропластки с разными значениями проницаемости и разными пластовыми давлениями, для качественного создания временного блокирующего экрана используется колтюбинговая установка.

Благодаря предложенной математической модели появляется возможность при глушении скважины вести поинтервальную закачку блокирующей жидкости в многопластовую залежь с целью обеспечения адресного воздействия на конкретный интервал пласта, при этом расчет давлений закачки блокирующей жидкости исходит из характеристик конкретного пропластка с учетом ее реологических свойств.



Таким образом, управление гидродинамическими процессами при блокировании скважины может быть эффективно реализовано за счет выравнивания профиля приемистости пластов, имеющих высокодренированные пропластки при выполнении следующих условий:

- пенной системы, обладающей высокими реологическими свойствами, низкой плотностью, а также имеющей значительный коэффициент сжимаемости;
- деструктирующего блокирующего состава на основе гелеобразующей ВУС, содержащей армирующие добавки, способной демпфировать репресссионные нагрузки на пласт;
- количественного описания процесса блокирования посредством математического моделирования закачки блокирующего состава в продуктивный пласт, что позволяет оценить ожидаемые параметры технологического режима закачки (давление/расход, продолжительность) и внести необходимые коррективы для оптимизации технологических параметров и минимизации негативных последствий в процессе глушения скважины.

Выводы. Разработана технология временного блокирования продуктивного пласта с использованием методов математического моделирования при проведении ремонтных работ в скважинах с АНПД на примере сеноманских газовых залежей (в том числе при $k_{ан} < 0,2$) месторождений Западной Сибири, повышающая эффективность глушения путем обеспечения выравнивания профиля приемистости пласта-коллектора трехфазной пеной и последующего блокирования каждого отдельного пропластка продуктивного горизонта с расчетными репрессиями, при этом сохраняя ФЕС.

Предложена математическая модель закачки блокирующего состава в продуктивный пласт, позволяющая предотвратить значительное поглощение технологических жидкостей при проведении работ по глушению газовых и газоконденсатных скважин в условиях АНПД с учетом наличия высокопроницаемых пропластков.

Разработанная блокирующая жидкость образует в поровых каналах пласта полимерную тампонирующую пробку, состоящую из сшитых в единую структуру олигомерных звеньев и характеризующуюся упругим изменением геометрической формы при повышении репрессии, она может быть удалена из поровых каналов пласта без разрушения и диспергирования тампонирующих структур, что обеспечивает снижение степени загрязнения ПЗП при освоении скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кустьшев Д.А., Кривенец Т.В., Ткаченко Р.В. Особенности глушения скважин на завершающей стадии разработки месторождений // Геология, география и глобальная энергия. 2010. № 3 (38). С. 103-107.
2. Литвиненко В.С., Николаев Н.И. Технологические жидкости для повышения эффективности строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин // Записки Горного института. 2011. Т. 194. С. 84-90.
3. Демахин С.А., Меркулов А.П., Касьянов Д.Н. и др. Глушение скважин блок-пачками – эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 1 (192). С. 66-69.
4. Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш., Хафизов А.Р., Харина С.Б. Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах // SOCAR Proceedings. 2016. № 3. Р. 33-39. DOI: 10.5510/OGP20160300286
5. Иктисанов В.А. Описание установленного притока жидкости к скважинам различной конфигурации и различным частичным вскрытием // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 305-312. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.305
6. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Минченко Ю.С. Использование геологических особенностей оксфордских отложений при построении цифровой модели продуктивных залежей // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2021. Т. 16. № 4. С. 1-24. DOI: 10.17353/2070-5379/41_2021
7. Beloglazov I.I., Morenov V.A., Leusheva E.L., Gudmestad O.T. Modeling of Heavy-Oil Flow with Regard to Their Rheological Properties // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 2. № 359. DOI: 10.3390/en14020359
8. Livescu S., Craig S. A critical review of the coiled tubing friction-reducing technologies in extended-reach wells. Part 2: Vibratory tools and tractors // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 166. P. 44-54. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.03.026
9. Savari Sh., Whitfill D.L., Walker J. Acid-Soluble Lost Circulation Material for Use in Large, Naturally Fractured Formations and Reservoirs // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 6-9 March 2017, Manama, Kingdom of Bahrain, 2017. № SPE-183808-MS. DOI: 10.2118/183808-MS
10. Taha A., Amani M. Overview of Water Shutoff Operations in Oil and Gas Wells // Chemical and Mechanical Solutions. Vol. 3 (2). P. 1-11. DOI: 10.3390/chemengineering 3020051
11. Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. 2020. Т. 242. С. 169-173. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169
12. Volkov V., Turapin A., Ermilov A. et al. Experience of Gas Wells Development in Complex Carbonate Reservoirs in Different Stages of Development // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 22-24 October 2019, Moscow. Russia Society of Petroleum Engineer, 2019. SPE-196915-MS. DOI: 10.2118/196915-MS



13. Islamov S.R., Bondarenko A.V., Mardashov D.V. Substantiation of a well killing technology for fractured carbonate reservoirs // Youth Technical Sessions Proceedings: VI Youth Forum of the World Petroleum Council – Future Leaders Forum (WPF 2019), 23-28 June 2019, Saint Petersburg, Russian Federation. London: CRC Press. 2019. P. 256-264.
14. Кустышев А.В., Кустышев И.А., Козлов Е.Н. Некоторые аспекты глушения скважин на месторождениях Восточной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 5. С. 27-32.
15. Islamov Sh.R., Bondarenko A.V., Korobov G.Y., Podoprighora D.G. Complex algorithm for developing effective kill fluids for oil and gas condensate reservoirs // International Journal of Civil Engineering and Technology. 2019. Vol. 10. № 1. P. 2697-2713. № : IJCIET_10_01_241.
16. Xinong Xie, Jiu Jimmy Jiao, Zhonghua Tang, Chunmiao Zheng. Evolution of abnormally low pressure and its implications for the hydrocarbon system in the southeast uplift zone of Songliao basin, China // AAPG Bulletin. China. 2003. Vol. 87. № 1. P. 99-119. DOI: 10.1306/080602870099
17. Блинов П.А. Определение устойчивости стенок скважины при проходке интервалов слабосвязных горных пород с учетом зенитного угла // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 172-179. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.172
18. Уляшева Н.М., Леушева Е.Л., Галишин Р.Н. Разработка композиции бурового раствора для проводки наклонно направленного ствола скважины с учетом реологических параметров жидкости // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 454-461. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.8
19. Al-Anazi A., Al-Kaidar Z., Wang J. Modeling gelation time of organically crosslinked polyacrylamide gel system for conformance control applications // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 22-24 October 2019, Moscow, Russia. 2019. P. 1-16. DOI: 10.2118/196775-MS
20. Галкин В.И., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Черных И.А. Особенности формирования призабойных зон продуктивных пластов на месторождениях с высокой газонасыщенностью пластовой нефти // Записки Горного института. 2021. Т. 249. С. 386-392. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.7
21. Nutskova M.V., Rudiaeva E.Y., Kuchin V.N., Yakovlev A.A. Investigating of compositions for lost circulation control // Youth Technical Sessions Proceedings: VI Youth Forum of the World Petroleum Council – Future Leaders Forum (WPF 2019), 23-28 June 2019, Saint Petersburg, Russian Federation. London: CRC Press. 2019. P. 394-398.
22. Миков А., Казакова Л. Заглуши ее нежно. Применение модифицированных жидкостей глушения при ремонте скважин позволяет сохранить коллекторские свойства призабойной зоны пласта // Нефтесервис. 2009. № 3. С. 52-54.
23. Legkokonets V.A., Islamov Sh.R., Mardashov D.V. Multifactor analysis of well killing operations on oil and gas condensate field with a fractured reservoir // Proceedings of the International Forum-Contest of Young Researchers: Topical Issues of Rational Use of Mineral Resources, 18-20 April 2018, St. Petersburg, Russian Federation. London: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2019. P. 111-118.
24. Leusheva E., Morenov V., Liu T. Dependence of the Equivalent Circulation Density of Formate Drilling Fluids on the Molecular Mass of the Polymer Reagent // Energies. 2021. Vol. 14. № 22. № 7639. DOI: 10.3390/en14227639
25. Shagiakhmetov A.M., Podoprighora D.G., Terleev A.V. The study of the dependence of the rheological properties of gelforming compositions on the crack opening when modeling their flow on a rotational viscometer // Periodico Tche Quimica. 2020. Vol. 17. № 34. P. 933-939.
26. Николаев Н.И., Леушева Е.Л. Разработка составов промывочных жидкостей для повышения эффективности бурения твердых горных пород // Записки Горного института. Т. 219. С. 412-420. DOI: 10.18454/PMI.2016.3.412
27. Leusheva E., Morenov V., Tabatabaee Moradi S. Effect of Carbonate Additives on Dynamic Filtration Index of Drilling Mud // International Journal of Engineering. Transactions B: Applications. 2020. Vol. 33. Iss. 5. P. 934-939. DOI: 10.5829/IJE.2020.33.05B.26
28. Jafarpour H., Moghadasi J., Khormali A. et al. Increasing the stimulation efficiency of heterogeneous carbonate reservoirs by developing a multi-batched acid system // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 172. P. 50-59. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.034
29. Quintero L., Ponnarpati R., Felipe M.J. Cleanup of Organic and Inorganic Wellbore Deposits Using Microemulsion Formulations: Laboratory Development and Field Applications // Offshore Technology Conference, 1-4 May 2017, Houston, Texas, USA. Society of Petroleum Engineer, 2017. DOI: 10.4043/27653-MS
30. Korolev M., Rogachev M., Tananykhin D. Regulation of filtration characteristics of highly watered terrigenous formations using complex chemical compositions based on surfactants // Journal of Applied Engineering Science. 2020. Vol. 18. № 1. № 671. P. 147-156. DOI: 10.5937/jaes18-24542
31. Камбулов Е.Ю., Мязин Т.О. Проблемы сервиса буровых растворов в условиях импортозамещения (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 2017. № 9. С. 76-81. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-76-81
32. Binks B.P. Modern aspects Of Emulsion Science. Cambridge: Royal Society of Chemistry, 1998. 430 p.
33. Khaibullina K.S., Korobov G.Yu., Lekomtsev A.V. Development of an asphalt-resin-paraffin deposits inhibitor and substantiation of the technological parameters of its injection into the bottom-hole formation zone // Periodico Tche Quimica. 2020. Vol. 17. № 34. P. 769-781. DOI: 10.52571/PTQ.v17.n34.2020.793_P34_pgs_769_781.pdf

Авторы: Р.А.Гасумов, д-р техн. наук, генеральный директор, профессор, <https://orcid.org/0000-0002-4700-2391> (АО «СевКавНИПИГаз», Ставрополь, Россия; Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия), Ю.С.Минченко, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник, доцент, MinchenkoYS@scnipgaz.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8102-3981> (АО «СевКавНИПИГаз», Ставрополь, Россия; Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия), Э.Р.Гасумов, канд. экон. наук, доцент, <https://orcid.org/0000-0003-2704-0523> (Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.