



ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ СТВОЛА

Р. А. Гасумов¹, Э. Р. Гасумов*²

¹Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия

²Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Technical and technological solutions for limiting water inflow in gas wells with a horizontal bore end

R. A. Gasumov¹, E. R. Gasumov*²

¹North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russia

²Azerbaijan State Oil Industry University, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The article considers the main group of reasons for water inflow in gas wells under conditions of abnormally low formation pressures. Approaches are outlined for the conditional allocation of the main stages that the well goes through until it is decommissioned due to complete watering. Two different ways of solving the problem of water inflow limitation in gas wells with a horizontal bore end are examined. The most promising technical and technological solutions for isolating the flooded section of the reservoir are discussed. It is noted that the proposed physicochemical method for limiting water inflow using phase permeability modifiers is more reliable, including when the level of gas water contact increases significantly and there is a high probability of watering the well. To improve formation treatment efficiency and achieve the best performance, mathematical calculations are proposed to determine the minimum installation depth of the modifying screen in the formation, which ensures the achievement of a technical result. The parameters of the modifying composition for preventing water inflow and the procedure for determining the parameters to prevent water inflow in gas wells are given. Some results of applying the technology of water inflow limitation in gas wells with preliminary blocking of the bottomhole formation zone are considered.

Keywords: well; watering; pressure; water inflow restriction; modifier; method; composition.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Вступление месторождений в завершающую стадию разработки сопровождается рядом осложнений при эксплуатации скважин, среди которых одним из наиболее распространённых и сложных является приток пластовых вод в скважину. Данная проблема является более актуальной для газовых скважин с горизонтальным участком ствола в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД). В результате поступления воды на начальном этапе происходит увеличение количества жидкости в извлекаемом газе и снижение дебита, разрушение пласта-коллектора, со временем приводящее к полной остановке скважины. Для борьбы с данными осложнениями в работе скважины проводятся различные ремонтно-изоляционные работы (РИР), однако реализация их в скважинах с горизонтальным окончанием ствола в условиях АНПД, оборудованных фильтрами, представляет особую сложность, так как в настоящее время отсутствуют технологические решения, полностью отвечающие предъявляемым требованиям. Это связано также с тем, что применяемые технологии не могут обеспечить прокачку изолирующих составов через фильтры для равномерного

распределения изолирующего состава в зоне всего обводнённого интервала. В связи с этим возникает необходимость в разработке технико-технологических решений, обеспечивающих ограничение водопритока в газовых скважинах с горизонтальным окончанием ствола в условиях АНПД газоконденсатных месторождений (ГКМ), находящихся на завершающей стадии разработки [1, 2].

Реализация технико-технологических решений позволит увеличить период эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием ствола, значительно снизить издержки и технические риски вследствие уменьшения вероятности возникновения осложнений при проведении РИР, сократить финансовые затраты на их проведение и сохранить коллекторские свойства продуктивных горизонтов и дебита газа. Проблема ограничения водопритока является актуальной задачей для многих ГКМ, находящихся на завершающей стадии разработки [3-11].

Анализ промыслового материала показывает, что в настоящее время выделяются две основные группы причин водопритока: геологические и технико-технологические (рис. 1).

Геологическая группа причин связана с особенностями геологического строения месторождений, а также с процессом его разработки, а технико-технологическая

*E-mail: e.gasumov@gmail.com.

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230300889>



Рис. 1. Геологическая и технико-технологическая группа причин водопритока в газовых скважинах



Рис. 2. Этапы обводнения газовых скважин

группа причин – факторами нарушения герметичности обсадной колонны и крепи скважин [1, 2, 12]. В процессе эксплуатации скважин в условиях водонапорного режима условно можно выделить несколько этапов, которые проходит скважина до момента вывода её из эксплуатации по причине полного обводнения (рис. 2).

Очевидно, что каждый этап характеризуется своими технико-технологическими решениями, позволяющими продлить безводную эксплуатацию скважины для сохранения темпов добычи газа. Выбор оптимальных режимов работы скважин обосновывается исходя из условия сохранения максимально допустимых депрессий на пласт и дебитов, которые устанавливаются опытным путём при газогидродинамических исследованиях, при которых не происходит поступление воды в скважину. Однако данный метод имеет кратковременный эффект, к тому же приводящий к существенному снижению добычных возможностей скважины.

Для первого и второго этапов работы скважины наиболее перспективными технико-технологическими решениями являются мероприятия, направленные на ограничение преждевременного поступления пластовой воды в скважину. Для третьего этапа работы скважины наиболее перспективными являются мероприятия, направленные на изоляцию обводнившегося участка пласта и вывод его из эксплуатации [1, 13-15].

Нами рассматриваются различные способы решения данной проблемы (рис. 3).

В условиях значительных падений пластовых давлений, характерных на сегодняшний день для многих ГКМ, находящихся на завершающей стадии разработки, на первый план выходит проблема активного поступления пластовой воды в скважину, при которой изменение депрессии на пласт, а также методы извлечения жидкости из горизонтального ствола с применением различных поверхностно-активных веществ не дают должного эффекта. Проведённые исследования и промысловый опыт показывают, что наиболее перспективными технико-технологическими решениями для решения этих проблем являются мероприятия, предусматривающие изоляцию обводнившегося участка пласта с использованием физико-химических методов. Изоляция водопритоков с использованием физико-химических методов – это комплексная технология, которая состоит из следующих основных этапов: глушение скважин с использованием специальных жидкостей (выбираются с учётом горно-геологических условий пласта); блокирование призабойной зоны пласта (ПЗП) с использованием вязкоупругих составов (подбираются с учётом проницаемости ПЗП); закачка в интервал специального изолирующего состава для создания защитного экрана (барьера). С этой целью нами были разработаны составы технологических жид-

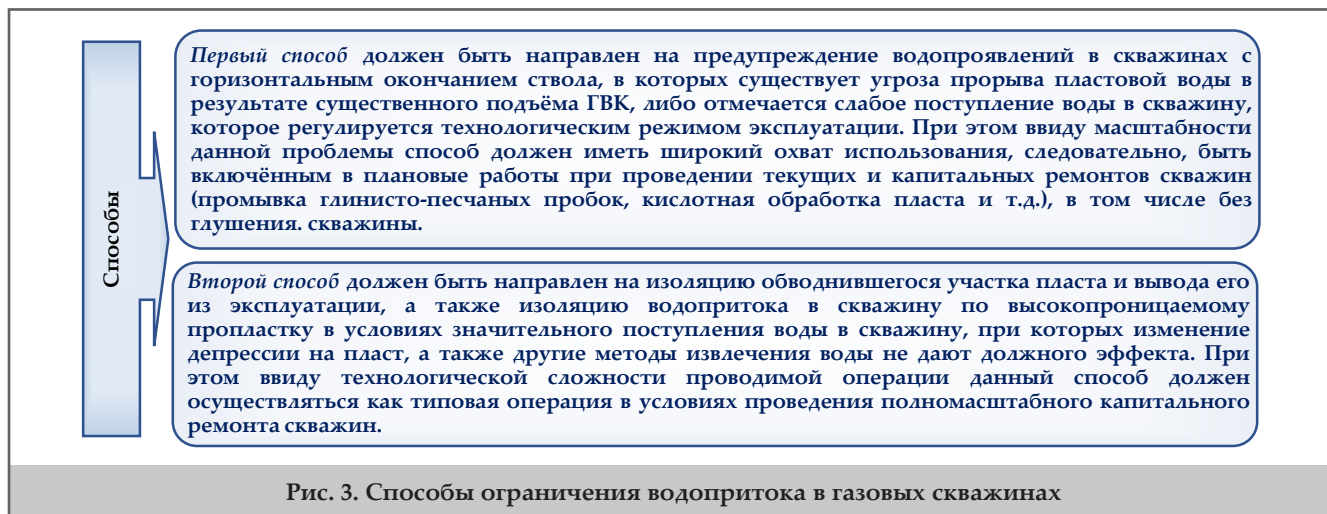


Рис. 3. Способы ограничения водопритока в газовых скважинах

костей для блокирования ПЗП при глушении скважин, изоляции водопритока в скважинах с АНПД, технология их применения с управлением гидрогазодинамических процессов в системе «скважина-пласт». Для повышения эффективности проведения РИР в газовых скважинах с АНПД создана математическая модель закачки вязкоупругих составов в продуктивный пласт при глушении скважин с целью его предварительного блокирования, позволяющая оценить предполагаемые параметры процесса закачки блокирующего состава. Использование данного метода даёт возможность управления гидродинамическими процессами в ПЗП и её блокирования. Для оптимизации процесса принятия управленческих решений при РИР в газовых скважинах, сокращения времени и повышения результативности глушения скважин необходимо эффективное планирование применяемых технологий с инновационными подходами [16-18].

При реализации комплексной технологии проведения РИР в газовых скважинах в условиях АНПД, изолирующий агент выбирается с таким расчётом, чтобы гидродинамическое давление, создаваемое изолирующей жидкостью (P_{iz}) было больше чем, пластовое давление (P_p), но меньше давления блокирующей жидкости, то есть отвечало условию $P_{rp} < Oil < P_{bl}$. Учитывая, что $P_{iz} < P_{bl}$, изолирующая жидкость в продуктивный пласт не проникает и блокирующий экран сохраняет свою структуру [16, 17].

Способ ограничения (предупреждения) водопритока с использованием модификаторов фазовой проницаемости является более надёжным, когда уровень ГВК значительно повышается и существует большая вероятность обводнения скважины. Также данная технология хорошо применима на начальном этапе водопроявлений, когда приток пластовой воды невелик, поскольку позволяет сохранить в работе обводняющийся продуктивный пласт, что создаёт условия для более полного извлечения газа из пласта. Поэтому, для ограничения поступления пластовой воды в скважину наиболее перспективным решением является технология предупреждения водопритока с использованием модификаторов фазовой проницаемости.

Для эффективной обработки пласта и достижения наилучших показателей необходимо определить минимальную глубину установки модифицирующего экрана в пласте, обеспечивающую достижение технического результата [18-20].

Распределение давления в воде в упругом режиме фильтрации можно описать

$$\frac{\partial P}{\partial T} = \frac{1}{\mu_w (m\beta_w + \beta_{pm})} \left[\frac{K^a}{a} \cdot \frac{\partial}{\partial a} \cdot \left(a \frac{\partial P}{\partial b} \right) + K^b \frac{\partial^2 P}{\partial b^2} \right] \quad (1)$$

где P_w – давление в воде в упругом режиме фильтрации, МПа; a, b – радиальная и направленная вверх вертикальная координаты; T – время, сек.; μ_w – вязкость воды, с; m – пористость; β_w, β_{pm} – коэффициенты сжимаемости воды и пористой среды; K^a, K^b – постоянные коэффициенты проницаемости пористой среды для воды в горизонтальном и вертикальном направлениях.

Для горизонтального водонасыщенного горизонта с непроницаемой подошвой:

$$\frac{\partial P}{\partial b}(\infty, b, T) = 0 \quad (2)$$

$$\frac{\partial P}{\partial b}(a, 0, T) = -\rho_w g \quad (3)$$

При условии

$$P = (a, h, T) = P_g - const \quad (4)$$

В начальный момент времени в нижележащем водоносном пласте давление распределено согласно гидростатическому:

$$P = (a, b, 0) = P_0 - \rho_w g b \quad (5)$$

где P_0 – давление на подошве в начальный момент времени, МПа; ρ_w – плотность воды в пластовых условиях, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; h – мощность пласта, м; r_w – радиус скважины, м.

Затем, в момент времени $T=0$ начинается отбор воды с постоянным дебитом Q

$$\frac{2\pi K^a}{\mu_w} \int_0^h \left(a \frac{\partial P}{\partial a} \right) \Big|_{a=r_w} db = Q \quad (6)$$

После преобразования выражение приобретает следующий вид

$$x = \frac{a}{h} \sqrt{\frac{K^b}{K^a}}, y = \frac{b}{h}, \tau = \frac{\gamma}{h^2} T, \gamma = \frac{K^b}{\mu_w (m\beta_w + \beta_{pm})} \quad (7)$$

$$P = P_g + \rho_w g h (1 - y) + (P_0 - P_g - \rho_w g h) F(x, y, \tau) \quad (8)$$

Проведённые численные решения нестационарной фильтрации воды в газовую залежь из нижележащего водоносного пласта для различных горно-геологических условий с применением ЭВМ позволили установить глубину потери давления и интервал установки модифицирующего экрана для предотвращения поступления пластовой воды в газовую скважину [17, 21].

Определение потерь давления и интервала установки модифицирующего экрана для предотвращения поступления пластовой воды в скважину позволяет выбрать технологические параметры для проведения РИР. Количество состава, необходимого для модификации внутренней поверхности стенок поровых каналов, определяли по результатам лабораторно-стендовых испытаний. Количество фильтрационных экспериментов рассчитывалось с учётом трёхкратного повторения воздействия каждым из исследуемых составов на керн заданной проницаемости. В исследованиях использовали дизельное топливо, модифицирующий состав, гидрофобизирующую кремнийорганическую жидкость. Результаты проведённых исследований представлены в виде гистограмм потери объёма модифицирующей жидкости при обработке образца керна [22, 23] (рис. 4 и 5).

Как видно из рисунка, средний объем, идущий на модификацию внутренней поверхности стенок поровых каналов, не превышает 5 % от общего количества жидкости. Для реализации способа предупреждения водопритока в газовых скважинах с горизонтальным окончанием ствола предполагается использовать разработанный состав на базе модификаторов фазовой проницаемости (табл. 1).

Принцип действия данного состава базируется на адсорбции активных веществ на поверхности пор пород-коллекторов в призабойной зоне с образованием водоотталкивающих покрытий, что гарантирует хорошую смачиваемость пород ими и обеспечивает высокую сплошность сформированных адсорбционных плёнок.

Полимерный гидрофобизатор, входящий в состав

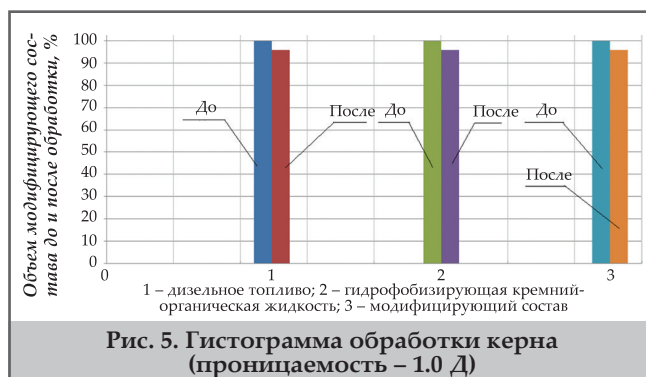
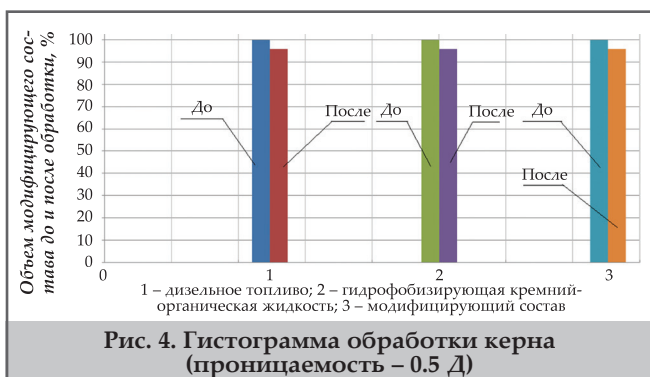


Рис. 4. Гистограмма обработки керна (проницаемость – 0.5 Д)

Рис. 5. Гистограмма обработки керна (проницаемость – 1.0 Д)

Таблица 1

Параметры модифицирующей композиции для предупреждения водопритока в скважинах

Технологический параметр	Значение
Коэффициент восстановления проницаемости по газу, %	91.3
Успешность водоизоляции, %	99.7
Давление прорыва по воде, МПа	2.08
Морозоустойчивость, °С	-5
Условная вязкость, с	20.0
Плотность ρ , кг/м ³	1040
Скорость коррозии, V_{20} , г/м ² ·ч	0.002

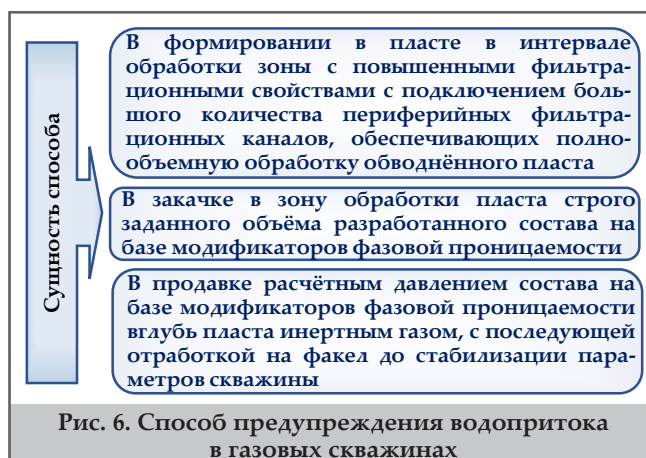


Рис. 6. Способ предупреждения водопритока в газовых скважинах

модификатора, образует гидрофобную газопроницаемую плёнку. Обработка этими веществами создаёт устойчивый материал, препятствующий движению воды в поровом пространстве, но не мешающий движению газа [17, 24].

Важным преимуществом состава на базе модификаторов фазовой проницаемости, используемого в способе предупреждения водопрооявлений, является его высокая технологичность за счёт приготовления из многокомпонентной сухой смеси. На основании проведённых исследований разработан способ предупреждения водопрооявлений при работе в скважинах с горизонтальным окончанием ствола. Разработанный способ направлен на

предупреждение водопрооявлений в скважинах с горизонтальным окончанием ствола, в которых существует угроза прорыва пластовой воды в результате существенного подъёма газовой контактной, либо отмечается слабое поступление воды в скважину, которое регулируется технологическим режимом эксплуатации. Способ предупреждения водопритока в газовых скважинах основан на изменении характера смачиваемости порового пространства породы, позволяющего увеличивать фазовую проницаемость по газу и снижать возможность движения воды, в процессе которого возможно образование ещё большего количества водопроводящих каналов [23, 25, 26] (рис. 6).

Таблица 2

Проведение РИР в скважинах на завершающей стадии разработки месторождений

№№ скважины	Искусственный забой, м	Интервал перфорации, м	НКТ		Результат РИР
			Диаметр, мм	Глубина спуска, м	
Еты-Пуровское нефтегазоконденсатное месторождение					
1012	908	889-899	114	899	хороший
1143	928	889-924	114	921	хороший
Западно-Таркосалинское нефтегазоконденсатное месторождение					
1082	1130	1109-1127	114	1127	хороший
1233	1175	1142-1163	114	1172	хороший
1233	1181	1076-1087 1096-1106	114	1176	хороший
1224	1139	1104-1116 1119-1123 1127-1132	114	1131	хороший
1043	1132	1106-1110 1113-1130	114	1126	хороший
Комсомольское газовое месторождение					
1174	994	977-992	168	989	хороший

Таблица 3

Порядок определения параметров предупреждения водопритока в газовых скважинах

Показатель	Формула	Обозначение
Эффективность устанавливаемого экрана	$\frac{\Delta P_{\text{пл}} k}{\text{grad} P_{\text{sc}}} \leq L_{\text{sc}}$	$\Delta P_{\text{пл}}$ – величина депрессии в обводнённой части продуктивного пласта, МПа; k – коэффициент запаса прочности устанавливаемого экрана, ($k=1.1$);
Давление фильтрации (продавливания) модифицирующей композиции в обводняющийся пласт	$P_{\text{mc}} > 1.2P_{\text{rp}} + \lambda L_{\text{sl}}$	$\text{grad} P_{\text{sc}}$ – градиент давления начала фильтрации пластовой воды через экран, МПа/м; L_{sc} – глубина установки экрана в пласте, м.
Объем, необходимый для обработки пласта модифицирующей композицией	$Q_{\text{tr}} = 0.785(16 + 8d_w) \cdot H \cdot m_w \cdot c$	λ – градиент давления сдвига; d_w – диаметр скважины, м; H_w – мощность обрабатываемой обводняющейся части пласта, м;
Средневзвешенная пористость пласта	$m_{\text{wad}} = \frac{m_1 + m_2 + \dots + m_n}{n}$	m_w – средневзвешенная пористость пласта; c – коэффициент, учитывающий количество состава, необходимого для модификации внутренней поверхности стенок поровых каналов;
Количество обработок пласта	$N = \frac{Q_{\text{tr}}}{V_{\text{iv}}}$	m_1, m_2, m_n – пористость соответственно 1, 2 и n -ого поропласта обрабатываемой зоны продуктивного пласта;
Окончательный объем, необходимый для обработки пласта модифицирующей композицией	$Q_{\text{mc}} = V_{\text{нтр}} \cdot N$	V_{tr} – внутренний объем эксплуатационной колонны в зоне обработки, м ³

По данным проведённых численных решений нестационарной фильтрации пластовой воды в газовую залежь из нижележащего водоносного горизонта для различных горно-геологических условий высота составляет 2-4 м от забоя скважины. По данным лабораторно-экспериментальных исследований для разработанного состава определены в размере: градиент давления начала фильтрации пластовой воды через экран, $\text{grad} P_{\text{sc}} = 2.0-0.5$ МПа/м; коэффици-

ент, учитывающий количество состава, необходимого для модификации внутренней поверхности стенок поровых каналов, $c = 0.05$, которые удовлетворяют горно-геологическим условиям большинства месторождений, вступивших в завершающую стадию разработки [27-30].

В таблицах 2-3 представлены некоторые результаты проведения РИР в скважинах месторождений, вступивших в завершающую стадию разработки.

Выводы:

1. При эксплуатации газовых скважин с горизонтальным участком ствола при АНПД на завершающей стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений в условиях водонапорного режима можно условно выделить несколько этапов, которые проходит скважина до момента её вывода из эксплуатации по причине полного обводнения: значительный подъём газовой воды с созданием условия для прорыва пластовой воды в продуктивный горизонт; слабое поступление пластовой воды в ствол скважины; значительное поступление воды в скважину (обводнение).
2. Техничко-технологическое решения ограничения водопритока в газовых скважинах с горизонтальным окончанием ствола в условиях АНПД, могут быть реализованы, как типовые операции в условиях проведения капитального ремонта скважин, и направлены на изоляцию обводнившегося участка пласта и вывода его из эксплуатации, а также изоляцию водопритока в скважину по высокопроницаемому пропластку в условиях значительного поступления воды в скважину, при котором изменение депрессии на пласт, а также другие методы извлечения воды не дают должного эффекта.
3. Комплексная технология обеспечивает полнообъемную обработку обводненного пласта с последующей закачкой в интервал обработки строго заданного объёма изолирующего состава с формированием устойчивого водоизоляционного экрана в газовых скважинах с горизонтальным окончанием ствола в условиях АНПД.
4. Результаты проведённых промысловых испытаний показали, что предварительное блокирование ПЗП с использованием специальных составов позволяет предотвратить поглощение рабочей жидкости. Использование математической модели закачки вязкоупругих составов в продуктивный пласт при РИР с предварительным блокированием ПЗП, за счёт управления гидродинамическими процессами в системе «скважина-пласт» позволяет оценить предполагаемые параметры процесса закачки блокирующего и изолирующего состава, обеспечивающего результативность проводимых работ.
5. Внедрение предлагаемой разработки позволит увеличить безводный период эксплуатации скважины, значительно снизить издержки и технические риски вследствие уменьшения вероятности возникновения осложнений при проведении РИР, сократить финансовые затраты на их проведение и сохранить коллекторские свойства продуктивных горизонтов.

Литература

1. Гейхман, М. Г., Зозуля, Г. П., Кустышев, А. В. и др. (2009). Теория и практика капитального ремонта газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений. *Москва: ИРЦ Газпром*.
2. Gasumov, R. A., Gasumov, E. R. (2022). Assessment of the feasibility of transferring production wells to the workover stage. *SOCAR Proceedings*, 4, 35-44.
3. Шайдуллин, В. А., Нигматуллин, Т. Э., Марзумов, Н. Р. и др. (2021). Обзор перспективных технологий водоизоляции в газовых скважинах. *Нефтегазовое дело*, 19(1), 51-60.
4. Gasumov, R. A., Minchenko, Yu. S., Gasumov, E. R. (2022). Development of technological solutions for reliable killing of wells by temporarily blocking a productive formation under ALRP conditions (on the example of the Cenomanian gas deposits). *Notes of the Mining Institute*, 258, 895-905.
5. Абдуллаев, В. Дж., Велиев, Р. Г., Рябов и др. (2023). Применение гелеобразующих составов для ограничения водопритока на месторождениях Узбекистана. *SOCAR Proceedings*, 1, 68-73.
6. Сулейманов, Б. А., Фейзуллаев, Х. А. (2023). Моделирование изоляции водопритоков при разработке слоисто-неоднородных нефтяных пластах. *SOCAR Proceedings*, 1, 43-50.
7. Сулейманов, Б. А., Гурбанов, А. Г., Тапдыгов, Ш. З. (2022). Изоляция водопритока в скважину термоактивной гелеобразующей композицией. *SOCAR Proceedings*, 4, 21-26.
8. Suleimanov, B. A., Feyzullayev, Kh. A., Abbasov, E. M. (2019). Numerical simulation of water shut-off performance for heterogeneous composite oil reservoirs. *Applied and Computational Mathematics*, 18(3), 261-271.
9. Ахмад Ф. Ф., Гайбалыев Г. Г. (2022) Интенсификации притока нефти путём изоляции притоков воды в призабойной зоне. *Scientific Petroleum*, 2, 23-27.
10. Гаибова, А. Г., Аббасов, М. М. (2022). Исследования инновационного водо-изоляционного состава на основе карбамид-формальдегидной смолы. *Scientific Petroleum*, 2, 35-39.
11. İbrahimov, X. M., Qurbanov, A. Q., Kazimov, F. K., Əkbərova, A. F. (2022). Lay sularının selektiv təcridi üçün geləmələgətirici kompozisiyanın işlənməsi və laborator tədqiqi. *Scientific Petroleum*, 2, 40-46.
12. Ваганов, Е. В., Томская, В. Ф., Альшейхли, М. Д.-З. (2020). Обзорно-аналитические исследования технологий ограничения водопритоков газовых залежей. *Нефть и газ: опыт и инновации*, 4(1), 32-41.
13. Блажевич, В. А., Стрижков, В. А. (1981). Проведение РИР в скважинах в сложных гидродинамических условиях. *Москва: ВНИИОЭНГ*.
14. Гасумов, Р. А., Егорова, Е. В., Минченко, Ю. С., Шемелина, О. Н. (2022). Обоснование технологии временного блокирования продуктивного пласта в условиях потенциально поглощающих газоносных объектов. В сборнике: *Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа. Материалы XIII Международной научно-практической конференции. Астрахань: АГТУ*.
15. Cao, Z., Vlachogiannis, M., Bontozoglou, V. (2013). Experimental evidence for a short-wave global mode in film flow along periodic corrugations. *Journal of Fluid Mechanics*, 718, 304-320.
16. Gasumov, R. A., Gasumov, E. R. (2023). Mathematical model for injection of viscoelastic compositions into the productive formation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 334(03), 218-228.
17. Гасумов, Р. А., Перейма, А. А., Дубенко, В. Е. (1996). Способ изоляции притока подошвенной воды в газовых скважинах в условиях аномально низких пластовых давлений. *Патент РФ 2121569*.
18. Гасумов, Р. А., Гасумов, Э. Р. (2020). Математическая модель для расчёта процессов самозадавливания насосно-компрессорных труб жидкостью с помощью продувки скважин. *Нефтепромысловое дело*, 8(620), 46-51.
19. Маскет, М. (2004). Течение однородных жидкостей в пористой среде. *Москва: Ижевск: ИКИ. (Киров: Дом печати-Вятка)*.
20. Dmitruk, V. V. (2010). Water flow restriction in Cenomanian gas fields: testing new technology. *Oil and Gas Journal Russia*, 6, 34-38.
21. Dalrymple, D., Gutierrez, M., Vasquez, J., Eoff, L. (2007). Results of advanced technology utilization in selective water reduction. *Proceedings of the Fifty-Fourth Annual Southwestern Petroleum Short Course. Houston: Halliburton Energy Services Publication*.
22. Мамчистова, Е. И., Звягин, Е. М., Гусько, М. и др. (2015). Мероприятия по ограничению притока пластовых вод и повышению продуктивности скважин. *Научный форум. Сибирь*, 1, 53-55.
23. Переверзев, С. А. (2010). Ограничение водопритока в скважинах тюменских отложений Восточно-Сургутского месторождения применением гидрофобизирующих кислотных составов. *Нефтяное хозяйство*, 10, 64-67.
24. Nguyen, P. D., Ingram, S. R., Gutierrez, M. (2007). Maximizing well productivity through water and sand management — a combined treatment. *SPE-106592-MS. In: SPE Production and Operations Symposium. Oklahoma City, USA*.
25. Каушанский, Д. А., Демьяновский, В. Б., Цицорин, А. И., Москвичев, В. Н. (2013). Ограничение водопритока в субгоризонтальных газовых скважинах без глушения. *Время колтюбинга*, 3(045), 44-47.
26. Темиров, В. Г., Саркаров, Т. Э. (2021). Ликвидация водопескопроявлений в условиях разработки обводненных участков нефтегазоконденсатных месторождений сеноманской залежи Большого Урентоя. *Горный информационно-аналитический бюллетень*, 3-1, 276-283.
27. Савастюк, С. С., Атноков, Н. Е., Демчук, А. К. и др. (2021). Технология водоизоляции без глушения скважины с применением надувного пакера и кремнийорганического состава «Пласт-СТ» на скважинах Губкинского месторождения. *Газовая промышленность*, 5(816), 20-22.
28. Гасумов, Р. А., Осадчая, И. Л., Гасумов, Э. Р., Першин, И. М. (2019). Возникновение флюидопроявляющих каналов в зацементированном пространстве скважин. *Нефтепромысловое дело*, 10, 37-42.

29. Гасумов, Р. А., Гасумов, Э. Р. (2020). Расчёт процессов периодических продувок самозадавливающихся газовых скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 1(337), 49-55.

30. Ермоленко, И. Ю., Садыхов, У. К. (2016). Анализ методов ограничения водопритоков на месторождениях Западной Сибири. *Академический журнал Западной Сибири*, 3(64), 49-51.

References

1. Geikhman, M. G., Zozulya, G. P., Kustyshev, A. V., et al. (2009). Theory and practice of gas well workover under conditions of low reservoir pressures. *Moscow: IRC Gazprom*.

2. Gasumov, R. A., Gasumov, E. R. (2022). Assessment of the feasibility of transferring production wells to the workover stage. *SOCAR Proceedings*, 4, 35-44.

3. Shaidullin, V. A., Nigmatullin, T. E., Magzumov, N. R., et al. (2021). Review of advanced technologies for waterproofing in gas wells. *Oil and Gas Business*, 19(1), 51-60.

4. Gasumov, R. A., Minchenko, Yu. S., Gasumov, E. R. (2022). Development of technological solutions for reliable killing of wells by temporarily blocking a productive formation under ALRP conditions (on the example of the Cenomanian gas deposits). *Notes of the Mining Institute*, 258, 895-905.

5. Abdullayev, V. J., Veliyev, R. G., Ryabov, S. S., et al. (2023). Application of gel systems for water shut-off on Uzbekistan oil fields. *SOCAR Proceedings*, 1, 68-73.

6. Suleimanov, B. A., Feyzullayev, Kh. A. (2023). Numerical simulation of water shut-off performance for heterogeneous layered oil reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 1, 43-50.

7. Suleimanov, B. A., Gurbanov, A. Q., Tapdiqov, Sh. Z. (2022). Isolation of water inflow into the well with a thermosetting gel-forming. *SOCAR Proceedings*, 4, 21-26.

8. Suleimanov, B. A., Feyzullayev, Kh. A., Abbasov, E. M. (2019). Numerical simulation of water shut-off performance for heterogeneous composite oil reservoirs. *Applied and Computational Mathematics*, 18(3), 261-271.

9. Ahmad F. F., Gaibaliyev G. G. (2022) stimulation of oil inflow by isolating water inflows in the bottomhole zone. *Scientific Petroleum*, 2, 23-27.

10. Qayibova, A. Q., Abbasov, M. M. (2022). Study of innovative water-insulating composition based on urea-formaldehyde resin. *Scientific Petroleum*, 2, 35-39.

11. Ibragimov, Kh. M., Gurbanov, A. Q., Kazimov, F. K., Akberova, A. F. (2022). Development and laboratory test of the gelling composition for the selective isolation of formation waters. *Scientific Petroleum*, 2, 40-46.

12. Vaganov, E. V., Tomskaya, V. F., Alsheikhli, M. D-Z. (2020). Survey and analytical studies of technologies for limiting water inflows of gas deposits. *Oil and Gas: Experience and Innovation*, 4(1), 32-41.

13. Blazhevich, V. A., Strizhkov, V. A. (1981). Conducting repair and isolation operations in wells under difficult hydrodynamic conditions. *Moscow: VNIIOENG*.

14. Gasumov, R. A., Egorova, E. V., Minchenko, Yu. S., Shemelina, O. N. (2022). Substantiation of the technology of temporary blocking of the productive formation in the conditions of potentially absorbing gas-bearing objects. In the collection: The latest technologies for the development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of the ecosystems of the Caspian shelf. *Materials of the XIII International Scientific and Practical Conference. Astrakhan: ASTU*.

15. Cao, Z., Vlachogiannis, M., Bontozoglou, V. (2013). Experimental evidence for a short-wave global mode in film flow along periodic corrugations. *Journal of Fluid Mechanics*, 718, 304-320.

16. Gasumov, R. A., Gasumov, E. R. (2023). Mathematical model for injection of viscoelastic compositions into the productive formation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 334(03), 218-228.

17. Gasumov, R. A., Pereyema, A. A., Dubenko, V. E. (1996). A method for isolating the inflow of bottom water in gas wells under conditions of abnormally low formation pressures. *Patent RU 2121569*.

18. Gasumov, R. A., Gasumov, E. R. (2020). Mathematical model for calculating the processes of self-clamping of tubing with liquid by means of well blowing. *Oilfield Business*, 8(620), 46-51.

19. Masket, M. (2004). The flow of homogeneous liquids in a porous medium (translated from English by M.A. Geykhman). *Moscow-Izhevsk: ICR. (Kirov: Printing House-Vyatka)*.

20. Dmitruk, V. V. (2010). Water flow restriction in Cenomanian gas fields: testing new technology. *Oil and Gas Journal Russia*, 6, 34-38.

21. Dalrymple, D., Gutierrez, M., Vasquez, J., Eoff, L. (2007). Results of advanced technology utilization in selective water reduction. Proceedings of the Fifty-Fourth Annual Southwestern Petroleum Short Course. *Houston: Halliburton Energy Services Publication*.

22. Mamchistova, E. I., Zvyagin, E. M., Gus'o, M., et al. (2015). Measures to limit formation water inflow and improve well productivity. *Scientific forum. Siberia*, 1, 53-55.

23. Pereverzev, S. A. (2010). Restriction of water inflow in the wells of the Tyumen deposits of the Vostochno-Surgutskoye field using hydrophobizing acid compositions. *Oil Industry*, 10, 64-67.

24. Nguyen, P. D., Ingram, S. R., Gutierrez, M. (2007). Maximizing well productivity through water and sand management – a combined treatment. SPE-106592-MS. In: *SPE Production and Operations Symposium. Oklahoma City, USA*.

25. Kaushansky, D. A., Demyanovsky, V. B., Tsitsorin, A. I., Moskvichev, V. N. (2013). Restriction of water inflow in subhorizontal gas wells without killing. *Coiled Tubing Time*, 3(045), 44-47.

26. Temirov, V. G., Sarkarov, T. E. (2021). Liquidation of water and sand manifestations in the conditions of development of flooded areas of oil and gas condensate fields of the Cenomanian deposits of Bolshoi Urengoy. *Mining Information and Analytical Bulletin*, 3-1, 276-283.

27. Savastyuk, S. S., Atnyukov, N. E., Demchuk, A. K., et al. (2021). Technology of waterproofing without killing a well using an inflatable packer and organosilicon composition «Plast-ST» in the wells of the Gubkinskoye field. *Gas Industry*, 5(816), 20-22.
28. Gasumov, R. A., Osadchaya, I. L., Gasumov, E. R., Pershin, I. M. (2019). The emergence of fluid-producing channels in the cemented space of wells. *Oilfield Business*, 10, 37 - 42.
29. Gasumov, R. A., Gasumov, E. R. (2020). Calculation of the processes of periodic blowdowns of self-damping gas wells. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea*, 1(337), 49-55.
30. Ermolenko, I. Yu., Sadykhov, U. K. (2016). Analysis of methods for restricting water inflows at the fields of Western Siberia. *Academic Journal of Western Siberia*, 3(64), 49-51.

Технико-технологические решения ограничения водопритока в газовых скважинах с горизонтальным окончанием ствола

Р. А. Гасумов¹, Э. Р. Гасумов²

¹Северо-Кавказский Федеральный Университет, Ставрополь, Россия

²Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье рассмотрена основная группа причин водопритока в газовых скважинах с горизонтальным участком ствола в условиях аномально низких пластовых давлений. Условно выделены основные этапы, которые проходят в скважине до момента вывода её из эксплуатации по причине полного обводнения. Изучены два различных способа решения проблемы ограничения водопритока в газовых скважинах с горизонтальным окончанием ствола. Проанализированы наиболее перспективные технико-технологические решения изоляции обводнившегося участка пласта в газовых скважинах с горизонтальным участком ствола. Отмечено, что предложенный физико-химический способ ограничения водопритока с использованием модификаторов фазовой проницаемости является более надёжным, в том числе, когда уровень газовой контактной поверхности значительно повышается и существует большая вероятность обводнения скважины. С целью проведения эффективной обработки пласта и достижения наилучших показателей предложены математические расчеты для определения минимальной глубины установки модифицирующего экрана в пласте, обеспечивающей достижение технического результата. Приведены параметры модифицирующей композиции и порядок определения параметров предупреждения водопритока в газовых скважинах.

Ключевые слова: скважина; обводнение; давление; ограничение водопритока; модификатор; способ; состав.

Üfüqi sonluqlu lüləsi olan qaz quyularında su axınının məhdudlaşdırılması üçün texniki və texnoloji həllər

R. A. Qasimov¹, E. R. Qasimov²

¹Şimali Qafqaz Federal Universiteti, Stavropol, Rusiya

²Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə anomal aşağı lay təzyiqləri şəraitində lülə hissəsi üfüqi olan qaz quyularına suyun daxil olması səbəblərinin əsas qrupları nəzərdən keçirilmişdir. Quyunun tam sulaşma səbəbindən istismardan çıxarılmasına qədər keçdiyi əsas mərhələlər şərti olaraq ayrılmışdır. Üfüqi sonluqlu lüləyə malik qaz quyularında su axınının məhdudlaşdırılması probleminin iki müxtəlif həll yoluna baxılmışdır. Lülə hissəsi üfüqi olan qaz quyularında layın sulaşmış hissəsinin təcrid edilməsi üçün ən perspektivli texniki və texnoloji həllər təhlil edilmişdir. Qeyd edilmişdir ki, faza keçiriciliyi modifikatorlarının istifadəsilə su axınının məhdudlaşdırılması üçün təklif olunan fiziki-kimyəvi üsul eyni zamanda qaz-su təmas səviyyəsinin əhəmiyyətli dərəcədə artması və quyunun sulaşma ehtimalının yüksək olması hallarında da daha etibarlıdır. Layın effektiv işlənməsinin həyata keçirilməsi və ən yaxşı göstəricilərin əldə edilməsi məqsədilə layda modifikasiyaedici ekranın minimum quraşdırılma dərinliyini təyin edən riyazi hesablamalar təklif edilmişdir. Modifikasiyaedici kompozisiyanın parametrləri və qaz quyularında su axınının məhdudlaşdırılması parametrlərinin müəyyənləşdirilməsi qaydaları göstərilmişdir.

Açar sözlər: quyuy; sulaşma; təzyiq; su axınının məhdudlaşdırılması; modifikator; üsul; tərkib.