

Тампонирувание скважин с учетом техногенных деформационных процессов при разработке месторождений углеводородов

М.К. Тупысев

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
E-mail: m.tupysev@mail.ru

Аннотация. Показано развитие технологии вязко-пластичного тампонирувания скважин, учитывающая негативные последствия техногенных деформационных процессов. Выполнен анализ патентной информации о новых технологиях, направленных на улучшение изолирующих свойств тампонирующих составов.

Ключевые слова: техногенные деформационные процессы, надежность скважин, вязко-пластичное тампонирувание скважин

Для цитирования: Тупысев М.К. Тампонирувание скважин с учетом техногенных деформационных процессов при разработке месторождений углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 264–274. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art16>

Тампонирувание скважин любого назначения является важным завершающим этапом их строительства, от качества проводимых работ зависит весь дорогостоящий и продолжительный цикл сооружения, а также последующий период эксплуатации скважин. По действующим правилам разработки нефтяных и газовых месторождений [1], согласно разделу «Основные требования к строительству скважин», работы по цементированию обсадных колонн должны обеспечивать:

– надежное разобщение нефтяных, газовых и водоносных пластов в заколонном пространстве;

– высокую степень надежности цементного камня за обсадными трубами, его устойчивость к разрушающему воздействию пластовых жидкостей, механических и температурных нагрузок;

– возможность создания проектной депрессии на пласт без разрушения целостности цементного камня;

– соблюдение требований охраны недр и окружающей среды.

Работы по цементированию обсадных колонн завершаются их испытанием на герметичность.

Таким образом, по Правилам строительства скважин под тампонируванием обсадных колонн понимается только их цементирование, качество которого проверяется после его проведения, т. е. перед вводом законченной строительством скважины в эксплуатацию.

Выполненный обширный анализ промысловых данных о фактическом состоянии эксплуатационных скважин в процессе разработки месторождений углеводородов показал, что обсадные колонны, рассчитанные по действующим методикам, могут иметь различные виды нарушений, а причиной этих нарушений являются осевые нагрузки, возникающие в результате техногенного деформирования дренируемых пластов разрабатываемых месторождений, сопровождающегося оседанием земной поверхности над месторождениями.

В результате действия осевых нагрузок на обсадные колонны происходят различные виды их нарушения и искривления, растрескивание цементного камня в заколонных и межколонных пространствах, в итоге – нарушение их герметичности, заколонные перетоки пластовых флюидов, в том числе с образованием в верхних водоносных горизонтах техногенных залежей [2].

Для устранения негативных последствий действия техногенных деформационных процессов в скважинах еще в 80-е годы впервые было предложено использовать в качестве тампонажного состава глинистый раствор с высоким содержанием глины, имеющий вязко-упругие свойства (авторское свидетельство СССР № 1639122, приоритет от 23.12.1986). В дальнейшем этот способ тампонирования скважин был усовершенствован – было предложено основную массу глины добавлять в глинистый раствор в виде гранул, при этом содержание воды в растворе принимают равным влагоемкости глины в растворе и гранулах, а в гранулы добавляют полиакриламид для замедления времени распада гранул на время закачки раствора в заколонное пространство [3].

Однако данный способ тампонирования обсадных колонн не может быть использован при тампонировании глубоких скважин, поскольку при задавливании глинистого раствора с гранулами глины в затрубное пространство могут возникнуть технологические осложнения, например, в результате скопления гранул глины на забое скважины, кроме того, даже в случае успешного закачивания тампонажного материала в заколонное пространство может произойти скопление гранул глины, главным образом, в нижней части заколонного пространства, в результате чего будет производиться

тампонирующее обсадной колонны только в нижней ее части, а в верхней части в заколонном пространстве может оказаться глинистый раствор с содержанием глины, недостаточным для надежного тампонирования вскрываемых пластов горных пород. Поэтому с целью повышения надежности тампонирования были предложены следующие технические и технологические решения [4]:

– спускать в скважину обсадную колонну с установленными на ней запорно-перепускными устройствами (ЗПУ) и последовательно закачивать в скважину и продавливать в заколонное пространство первой порции тампонажного вещества через низ обсадной колонны и последующих порций с интервалом времени через отверстия ЗПУ, начиная с нижнего устройства;

– изолировать колонное пространство от заколонного в нижней части обсадной колонны закрытием отверстий ЗПУ после продавливания через них порций тампонажного вещества в заколонное пространство.

При этом в качестве тампонажного вещества используют глинистый раствор с максимальной концентрацией в нем глины, при которой реологические свойства раствора позволяют реализовывать необходимые с ним операции (без существенных гидравлических сопротивлений). Интервал времени между процессами закачивания порций тампонажного вещества принимают равным времени седиментации глины из тампонажного глинистого раствора в заколонном пространстве каждой предыдущей порции, а глубину установки ЗПУ определяют в зависимости от допустимых давлений в заколонном пространстве и концентрации выбранного тампонажного глинистого раствора.

Для повышения устойчивости устья скважины через верхнее ЗПУ закачивают в заколонное пространство до устья скважины цементный раствор.

Если время осадки глины из тампонажного глинистого раствора значительно, то для ускорения этого процесса в раствор могут быть добавлены деструктообразователи (коагулянты) – соли двух- и трехвалентных металлов (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{3+} и др.), в присутствии которых возникает электромагнитная коагуляция частичек глины. А при возникновении повышенных требований к изоляционным свойствам глинистого осадка в тампонажный глинистый раствор добавляют в гранулах (ампулах) с водозащитными свойствами вещества с диспергирующими катионами, которые способствуют пептизации глины, за счет чего возрастает пластичность, липкость, набухание глины, снижается ее водопроницаемость. В качестве пептизаторов могут быть использованы щелочи (NaOH , KOH , NH_4OH и др.). При этом время действия водозащитных свойств гранул создают (например, путем покрытия их пленками трудно растворимых в воде веществ) не менее времени закачивания порций тампонажного глинистого раствора в скважину, продавливания его в заколонное пространство и седиментации из него глины с гранулами.

Глубину установки i -го ЗПУ (L_i , м), начиная снизу, определяют по формуле:

$$L_i = H - \sum_i h_{oc,i},$$

где H – длина обсадной колонны, м;

$h_{oc,i}$ – высота осадка глины из тампонажного глинистого раствора i -й порции в заколонном пространстве, м.

На рис. 1 представлены результаты исследований реологических свойств глинистого раствора, предложенного в качестве тампонажного вещества – зависимость пластической вязкости (η), динамического напряжения сдвига (τ) и перепада давления (ΔP), необходимого для прокачивания тампонажного глинистого раствора в кольцевом пространстве на высоту 1 м, в зависимости от концентрации глины (K) в растворе. Как видно из рисунка, при повышении концентрации глины выше 50% масс. резко возрастают указанные исследованные характеристики глинистого раствора, поэтому в дальнейшем такая концентрация была использована для примерного расчета процесса тампонирувания скважины.

Расчеты выполнены для скважины с параметрами: внешний диаметр обсадной колонны $D_n = 0,168$ м, ее длина $L = 2000$ м, диаметр скважины $D_c = 0,214$ м.

Перепад давления рассчитывался по известной формуле [5]:

$$\Delta P = 4\tau h / \beta(D_c - D_n), \quad (1)$$

где β – безразмерное напряжение сдвига, определяемое по графической зависимости от параметра Сен-Венана (S), который, в свою очередь, определяется по формуле:

$$S = \tau(D_c - D_n)F_k / \eta Q,$$

где $F_k = \pi(D_c^2 - D_n^2)/4$;

Q – темп прокачки раствора, $\text{м}^3/\text{с}$;

η – пластическая вязкость раствора, $\text{Па}\cdot\text{с}$.

В расчетах принималось $Q = 0,002 \text{ м}^3/\text{с}$.

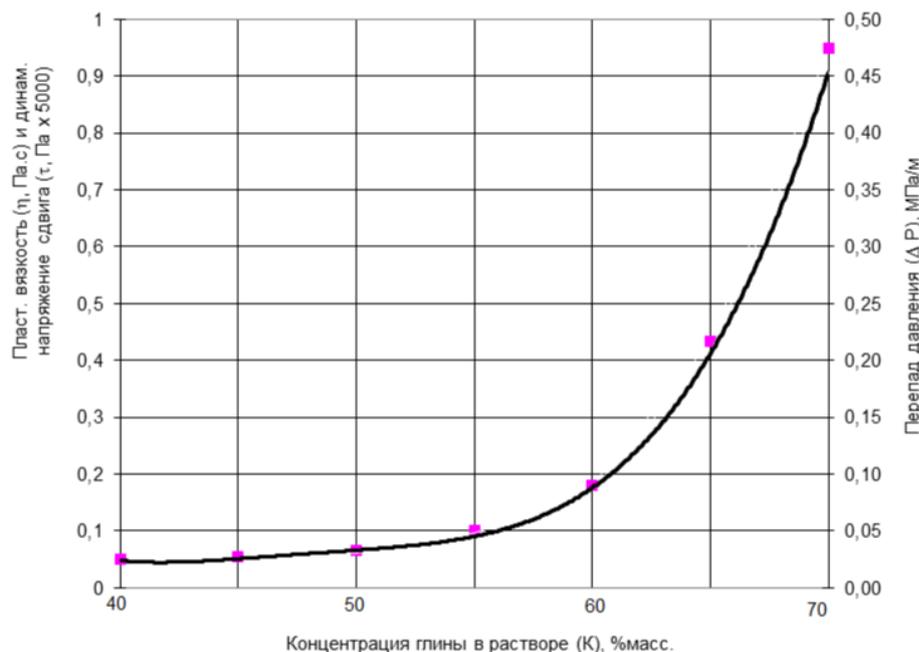


Рис. 1. Зависимость пластической вязкости (η), динамического напряжения сдвига (τ) и перепада давления (ΔP), необходимого для прокачивания тампонажного глинистого раствора в кольцевом пространстве, от концентрации глины (K) [4]

Для упрощения расчетов не учитывались потери давления на движение бурового раствора в кольцевом затрубном пространстве выше тампонажного глинистого раствора и в трубном пространстве (буровой раствор используется для продавки порций тампонажного глинистого раствора в кольцевое пространство).

По геологическим причинам давление в затрубном (заколонном) пространстве по всему разрезу скважины не должно превышать величины трех гидростатических давлений. Это условие записывается в виде следующего уравнения:

$$\rho_{\text{гл.р.}}h + \rho_{\text{б.р.}}(L - h) = 100\Delta P h < 3L, \quad (2)$$

где $\rho_{\text{гл.р.}}$, $\rho_{\text{б.р.}}$ – относительный удельный вес (по отношению к воде) тампонажного глинистого раствора и бурового раствора, соответственно;

L – глубина подачи тампонажного глинистого раствора в затрубное пространство;

h – высота подъема тампонажного глинистого раствора в затрубном пространстве;

ΔP – перепад давления, определяемый по формуле (1);

100 – переводной коэффициент.

На рис. 2 показаны результаты расчетов максимальных давлений (G), создаваемых в кольцевом пространстве при продавливании тампонажного глинистого раствора в зависимости от высоты его подъема в кольцевом пространстве (h) для концентраций глины в растворе 50% ($\rho_{\text{гл.р.}} = 1,8$), 60% ($\rho_{\text{гл.р.}} = 1,96$) и 70% ($\rho_{\text{гл.р.}} = 2,12$), при этом принимали $\rho_{\text{б.р.}} = 1,1$, а ΔP определяли по графику на рис. 1. Расчет G проведен по видоизмененной формуле (2):

$$G = \rho_{\text{гл.р.}} h + \rho_{\text{б.р.}}(L - h) + 100\Delta P h .$$

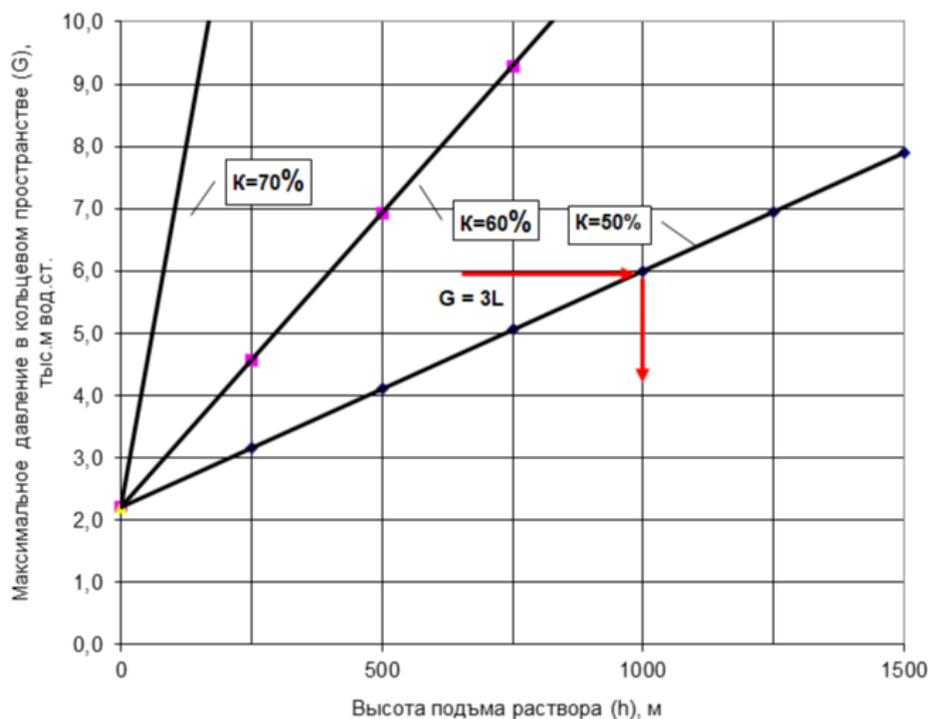


Рис. 2. Зависимость максимального давления в кольцевом пространстве (G) от высоты подъема тампонажного глинистого раствора (h) при глубине его подачи в заколонное кольцевое пространство L = 2000 м [4]

Из результатов проведенных расчетов видно, что для исследованной глины при принятых условиях наиболее приемлемой является концентрация 50% масс., при этом допустимый подъем тампонажного глинистого раствора (первой порции) в заколонном пространстве составляет 1000 м.

Исследования показали, что седиментация глины из раствора с такой концентрацией происходит в течение суток и высота осадка глины составляет 70% от первоначального объема раствора. Значит, глубина установки 1-го ЗПУ составит $L_1 = 2000 - 0,7 \cdot 1000 = 1300$ м.

Решая уравнение (2) относительно h, определяем допустимую высоту подъема второй порции тампонажного глинистого раствора (с такими же свойствами, как у первой порции) в затрубном пространстве:

$$h = L(3 - \rho_{б.р.}) / (\rho_{г.р.} - \rho_{б.р.} + 100\Delta P) = 1300(3 - 1,1) / (1,8 - 1,1 + 100 \cdot 0,03) = 663 \text{ м.}$$

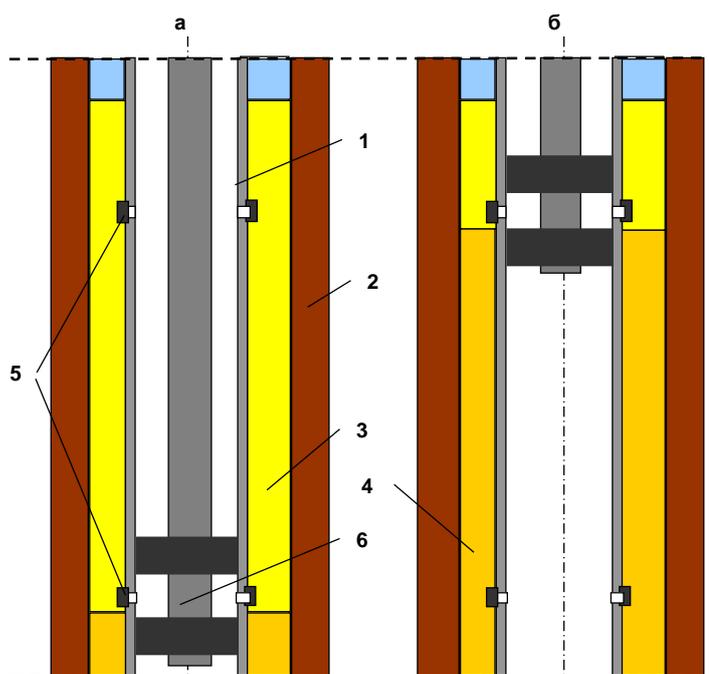
Принимая h = 650 м, глубина установки второго ЗПУ составит:

$$L_2 = L_1 - 0,7 \cdot 650 = 1300 - 0,7 \cdot 650 = 845 \text{ м.}$$

Аналогично были определены глубины установки остальных ЗПУ: $L_3 = 545$ м, $L_4 = 270$ м, $L_5 = 170$ м, $L_6 = 100$ м, $L_7 = 65$ м.

Исследования показали, что концентрация создаваемого глинистого седиментационного осадка в затрубном пространстве составляет около 70% масс. Для такой концентрации перепад давления, необходимый для прокачивания раствора в кольцевом пространстве на высоту 1 м, составляет около 0,5 МПа/м (см. рис. 1), при глубине спуска обсадной колонны 2000 м общий перепад давления составит 1000 МПа. Такова тампонирующая способность создаваемого в затрубном пространстве осадка глины из глинистого раствора.

На рис. 3 показана схема тампонирования скважины описанным выше способом на участке обсадной колонны между двумя ЗПУ. По колонне труб глинистый раствор 3 продавливается через межпакерное пространство скважинного оборудования 6 и нижнее ЗПУ 5 в заколонное пространство. Далее после закрытия ЗПУ и распаковки используемой пакерной системы колонна труб поднимается к следующему ЗПУ и после выдержки времени на осаждение глины из закачанной порции операция по продавливанию глинистого раствора повторяется в аналогичной последовательности.



- 1 – обсадная колонна,
- 2 – горная порода,
- 3 – глинистый раствор после его прокачки в заколонное пространство,
- 4 – осадок глины,
- 5 – запорно-перепускные устройства (ЗПУ),
- 6 – скважинное оборудование для подачи глинистого раствора в заколонное пространство

Рис. 3. Схема тампонирования скважины глинистым раствором:

а – положение после прокачки в заколонное пространство порции глинистого раствора;
б – положение после расслоения порции глинистого раствора

Следует упомянуть монографию [6], в которой на основании реальных промысловых материалов о состоянии скважин месторождений Западной Сибири были сделаны следующие заключения и предложения: если продуктивный пласт перекрывается обсадной колонной, колонну следует цементировать только в интервале продуктивного пласта до покрышки залежи, а заколонное пространство выше покрышки залежи заполнять составом, обеспечивающим гидростатическое давление на пласт за колонной выше давления в газоносном пласте, и не замерзающим раствором в интервале многолетнемерзлых пород 0–450 м. Такой состав готовится на буровой на основании отработанного глинистого раствора с выбуренным шламом.

Анализ технических решений (защищенных патентами за последние 20 лет), направленных на устранение недостатков применяемых цементных растворов при строительстве и ремонте эксплуатационных скважин, показал то, что они направлены на придание тампонирующему составу пластических свойств за счет использования пластификаторов [7–11], а также вязкоупругих свойств – это так называемые нетвердеющие тампонажные составы [12–15]. Основное назначение данных технических решений – повышение изоляционных свойств создаваемых тампонажных составов за счет снижения их водоотдачи, повышения адгезии с поверхностью обсадных колонн, пластической прочности. Данные технические решения не предполагают возможных значительных подвижек всей

толщи горных пород над дренируемыми пластами при разработке продуктивных залежей.

Новый способ тампонирувания обсадной колонны в процессе заканчивания строительства скважин предложен в работе [16]. Основное отличие его от традиционных – в качестве тампонирующего состава предложено использовать гудрон. Однако этот способ довольно сложен при выполнении, поскольку предполагает поддерживать гудрон в необходимом текучем состоянии на протяжении всего процесса его закачки в заколонное пространство с использованием электронагревателей, снабжать обсадную колонну специальными клапанами для перепуска вытесняющего газового агента из затрубного пространства в трубное и пр.

Выводы

1. Реализация тампонирувания скважин вязко-пластичными составами на основе глинистых растворов совместно с рассмотрением вопросов влияния техногенных деформационных процессов на надежность скважин в зависимости от их конструкции [2] позволяет сооружать скважины с учетом всех требований по охране недр и окружающей среды.

2. Сооружение скважин по описанной технологии облегчает извлечение практически всех труб обсадных колонн при ликвидации скважин, как завершающей стадии их функционирования, что позволяет более надежно изолировать весь ствол ликвидируемой скважины и не допускать межпластовые перетоки пластовых флюидов.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. М.: Стандартинформ, 2010. 16 с.
2. *Тупысев М.К.* Влияние техногенных геодинамических процессов при разработке нефтегазовых месторождений на надежность скважин (обобщение) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 148–153. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art11>
3. *Виноградов В.Н., Черномырдин В.С., Жиденко Г.Г.* и др. Пат. RU 2046926 С1. Способ герметизации обсадных колонн в скважинах. № 4944154/03; Заявл. 29.04.1991; Оpubл. 27.10.1995 // Изобретения. Полезные модели. 1995. Бюл. № 30. 9 с. <http://www1.fips.ru>
4. *Сусоколов А.Н., Тупысев М.К.* Пат. RU 2223387 С1. Способ тампонирувания обсадной колонны в скважине. № 2002119452/03; Заявл. 23.07.2002; Оpubл. 10.02.2004 // Изобретения. Полезные модели. 2004. Бюл. № 4. 9 с. <http://www1.fips.ru>
5. *Леонов Е.Г., Исаев В.И.* Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. М.: Недра, 1987. 304 с.
6. *Райкевич С.И.* Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. 247 с.
7. *Татауров В.Г., Кузнецова О.Г., Чугаева О.А.* и др. Пат. RU 2186942 С1. Способ приготовления тампонажного состава. № 2001117097/03; Заявл. 18.06.2001; Оpubл. 10.08.2002 // Изобретения. Полезные модели. 2002. Бюл. № 22. 8 с. <http://www1.fips.ru>
8. *Аурафьян М.О., Куксов А.К., Меденцев В.М.* и др. Пат. RU 2194149 С1. Комплексный реагент для тампонажных растворов. № 2001109168/03; Заявл. 05.04.2001; Оpubл. 10.12.2002 // Изобретения. Полезные модели. 2002. Бюл. № 34. 6 с. <http://www1.fips.ru>
9. *Вахрушев Л.П., Пеньков А.И., Кошелев В.Н.* и др. Пат. RU 2204693 С2. Базовый состав для тампонажных растворов «БОС», тампонажный раствор и способ цементирования скважин. № 2001113397/03; Заявл. 15.05.2001; Оpubл. 20.05.2003 // Изобретения. Полезные модели. 2003. Бюл. № 14. 8 с. <http://www1.fips.ru>
10. *Симоненко Л.И., Безносиков А.А., Илатовский Ю.В.* Пат. RU 2242584 С2. Пластификатор-ускоритель схватывания и твердения тампонажных растворов «КЕМФОР-ПА». № 2002132368/03; Заявл. 04.12.2002; Оpubл. 20.12. 2004 // Изобретения. Полезные модели. 2004. Бюл. № 35. 5 с. <http://www1.fips.ru>
11. *Селезнев Д.С., Степанов Г.В., Шуть К.Ф.* Пат. RU 2705113 С1. Гранулированный магнитный полимер и тампонажная смесь для цементирования обсадных колонн на основе магнитного полимера. № 2019101833; Заявл. 23.01.2019; Оpubл. 05.11.2019 // Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 31. 17 с. <http://www1.fips.ru>
12. *Курбанов Я.М., Черемисина Н.А., Котельников С.А.* и др. Пат. RU 2234592 С1. Нетвердеющий тампонажный состав. № 2003103733/03; Заявл. 07.02.2003; Оpubл. 20.08.2004 // Изобретения. Полезные модели. 2004. Бюл. № 23. 6 с. <http://www1.fips.ru>

13. *Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И.* и др. Пат. RU 2248440 С2. Нетвердеющий тампонажный состав. № 2003104781/03; Заявл. 17.02.2003; Оpubл. 20.03.2005 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 8. 7 с. <http://www1.fips.ru>

14. *Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И.* и др. Пат. RU 2265117 С2. Нетвердеющий водонерастворимый тампонажный состав. № 2003125580/03; Заявл. 19.08.2003; Оpubл. 27.11.2005 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 33. 8 с. <http://www1.fips.ru>

15. *Гасумов Р.А., Перейма А.А., Черкасова В.Е.* Пат. RU 2356929 С1. Вязкоупругий состав для изоляционных работ в скважинах. № 2008101055/03; Заявл. 09.01.2008; Оpubл. 27.05.2009 // Изобретения. Полезные модели. 2009. Бюл. № 15. 12 с. <http://www1.fips.ru>

16. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрунский И.М., Анিকেев Д.П.* Пат. RU 2726718 С1. Способ заканчивания скважин. № 2019105017; Заявл. 22.02.2019; Оpubл. 15.07.2020 // Изобретения. Полезные модели. 2020. Бюл. № 20. 10 с. <http://www1.fips.ru>

Информация об авторе

Михаил Константинович Тупысев – к.т.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, m.tupysev@mail.ru

Поступила в редакцию 07.07.2023

Plugging of wells taking into account man-made deformation processes during hydrocarbon field development

M.K. Tupysev

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: m.tupysev@mail.ru

Abstract. The development of the technology of viscous-plastic plugging of wells, taking into account the negative consequences of man-made deformation processes, is shown. The analysis of patent information on new technologies aimed at improving the insulating properties of plugging compounds is carried out.

Keywords: man-made deformation processes, well reliability, viscoplastic plugging of wells

Citation: *Tupysev M.K.* Plugging of wells taking into account man-made deformation processes during hydrocarbon field development // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 264–274. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art16> (In Russ.).

References

1. GOST R 53713-2009. Oil and gas-oilfields. Rules of development. Moscow: Standartinform, 2010. 16 p. (In Russ.).
2. *Tupysev M.K.* The influence of technogenic geodynamic processes during oil and gas field development on the reliability of wells (generalization) // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 148–153. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art11> (In Russ.).
3. *Vinogradov V.N., Chernomyrdin V.S., Zhidenko G.G.* et al. Pat. RU 2046926 C1. Method of casing strings sealing in boreholes. No. 4944154/03; Appl. 29.04.1991; Publ. 27.10.1995 // Inventions. Utility models. 1995. Bull. No. 30. 9 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
4. *Susokolov A.N., Tupysev M.K.* Pat. RU 2223387 C1. Process plugging casing string in well. No. 2002119452/03; Appl. 23.07.2002; Publ. 10.02.2004 // Inventions. Utility models. 2004. Bull. No. 4. 9 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
5. *Leonov E.G., Isaev V.I.* Hydroaeromechanics in drilling: Textbook for universities. Moscow: Nedra, 1987. 304 p. (In Russ.).
6. *Raikevych S.I.* Ensuring the reliability and high productivity of gas wells. Moscow: IAC Gazprom, 2007. 247 p. (In Russ.).
7. *Tataurov V.G., Kuznetsova O.G., Chugaeva O.A.* et al. Pat. RU 2186942 C1. Method of preparation of grouting composition. No. 2001117097/03; Appl. 18.06.2001; Publ. 10.08.2002 // Inventions. Utility models. 2002. Bull. No. 22. 8 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
8. *Ashraf'jan M.O., Kuksov A.K., Medentsev V.M.* et al. Pat. RU 2194149 C1. Complex reagent for plugging mortars. No. 2001109168/03; Appl. 05.04.2001; Publ. 10.12.2002 // Inventions. Utility models. 2002. Bull. No. 34. 6 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
9. *Vakhrushev L.P., Pen'kov A.I., Koshelev V.N.* et al. Pat. RU 2204693 C2. Base composition for BOS grouting mortars, grouting mortar and method of well cementing. No. 2001113397/03; Appl. 15.05.2001; Publ. 20.05.2003 // Inventions. Utility models. 2003. Bull. No. 14. 8 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

10. *Simonenko L.I., Beznosikov A.A., Ilatovskij Ju.V.* Pat. RU 2242584 C2. Plasticizer accelerating setting and hardening of grouting mortar called “KEMFOR-PA”. No. 2002132368/03; Appl. 04.12.2002; Publ. 20.12.2004 // Inventions. Utility models. 2004. Bull. No. 35. 5 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

11. *Seleznev D.S., Stepanov G.V., Shut K.F.* Pat. RU 2705113 C1. Granular magnetic polymer and grouting mixture for cementing of casing columns based on magnetic polymer. No. 2019101833; Appl. 23.01.2019; Publ. 05.11.2019 // Inventions. Utility models. 2019. Bull. No. 31. 17 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

12. *Kurbanov Ja.M., Cheremisina N.A., Kotel'nikov S.A.* et al. Pat. RU 2234592 C1. Non-solidifying plugging-back compound. No. 2003103733/03; Appl. 07.02.2003; Publ. 20.08.2004 // Inventions. Utility models. 2004. Bull. No. 23. 6 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

13. *Basarygin Ju.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I.* et al. Pat. RU 2248440 C2. Non-solidifying grouting composition. No. 2003104781/03; Appl. 17.02.2003; Publ. 20.03.2005 // Inventions. Utility models. 2005. Bull. No. 8. 7 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

14. *Basarygin Ju.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I.* et al. Pat. RU 2265117 C2. Nonhardening water-insoluble grouting composition. No. 2003125580/03; Appl. 19.08.2003; Publ. 27.11.2005 // Inventions. Utility models. 2005. Bull. No. 33. 8 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

15. *Gasumov R.A., Perejma A.A., Cherkasova V.E.* Pat. RU 2356929 C1. Viscoelastic composition for insulating operations in wells. No. 2008101055/03; Appl. 09.01.2008; Publ. 27.05.2009 // Inventions. Utility models. 2009. Bull. No. 15. 12 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

16. *Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskij I.M., Anikeev D.P.* Pat. RU 2726718 C1. Well completion method. No. 2019105017; Appl. 22.02.2019; Publ. 15.07.2020 // Inventions. Utility models. 2020. Bull. No. 20. 10 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

Information about the author

Mikhail K. Tupysev – Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, m.tupysev@mail.ru

Received 07.07.2023