

УДК 622.248.3(571.12)

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-119-127

Анализ причин возникновения межколонных давлений в нефтяных скважинах на месторождениях Тюменской области

**Д. М. Мухаметшин¹, Ю. В. Ваганов^{2*}, А. А. Билецкий³,
А. Д. Мухаметшин²**

¹ООО «Уфимский НТЦ», Уфа, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³ГУП РК «Черноморнефтегаз», Симферополь, Россия

*vaganovjv@tyuiu.ru

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы качественного разобщения пластов, насыщенных водой или углеводородами. В результате проведенных научных исследований обоснован метод ранжирования скважин с межколонным давлением (МКД), где граничным значением является отношение МКД (Рмкд) к давлению опрессовки кондуктора (Ропр) как экранирующей колонны. В результате промысловых исследований было установлено, что снижение гидростатического столба закаченного раствора происходит в процессе загустевания по причине «зависания» столба на стенках скважины из-за появления в нем структурного каркаса, интенсифицируя разгерметизацию цементного кольца с образованием различного рода каналов, по которым в дальнейшем пластовый флюид движется по межколонному пространству. Авторами статьи предложен алгоритм подготовительных мероприятий, направленных на определение приоритетных действий в процессе ликвидации межколонных давлений.

Ключевые слова: межколонное давление, тампонажный раствор, скважина, затрубное пространство

Для цитирования: Анализ причин возникновения межколонных давлений в нефтяных скважинах на месторождениях Тюменской области / Д. М. Мухаметшин, Ю. В. Ваганов, А. А. Билецкий, А. Д. Мухаметшин. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-119-127 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 119–127.

An analysis of casing pressure causes in oil wells at the fields of Tyumen region

**Damir M. Mukhametshin¹, Yuriy V. Vaganov^{2*}, Anton A. Biletskiy³,
Albert D. Mukhametshin²**

¹Ufa Scientific and Technical Center LLC, Ufa, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol, Russia

*vaganovjv@tyuiu.ru

Abstract. The article deals with the issues of qualitative isolation of reservoirs, which are saturated with water or hydrocarbons. The conducted scientific research substantiated the method

of ranking wells with casing pressure, according to which wells are assigned to one or another hazard group depending on the ratio of the casing pressure to the pressure of surface pipe as a screening column. The studies have shown that the decrease in the hydrostatic column of cement slurry occurs in the process of thickening due to the "hanging" of the slurry on the walls of the well because of the appearance of a structural frame in it. At the same time, the intensity of depressurization of the cement ring increases, and various kinds of channels make appearance, in which the reservoir fluid subsequently moves through the annular space. We propose an algorithm of preparatory measures aimed at determining priority actions in the process of eliminating casing pressure.

Keywords: casing pressure, cement slurry, well, annular space

For citation: Mukhametshin, D. M., Vaganov, Yu. V. Biletskiy, A. A., & Mukhametshin, A. D. (2022). An analysis of casing pressure causes in oil wells at the fields of Tyumen region. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 119-127. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-119-127

Введение

Качественное разобщение пластов является основным условием в процессе строительства скважин, которое предусматривает исключение загрязнения пластовых вод, наличие заколонной циркуляции в процессе эксплуатации скважины, и при этом конструкция скважины должна обеспечивать устойчивый проектный дебит, что является наиболее сложной задачей¹. Анализ промысловых данных показывает, что в процессе крепления скважин отмечаются следующие осложнения:

- недоподъем тампонажного раствора;
- недоспуск колонн;
- межпластовые перетоки;
- флюидопроявления.

Такие осложнения, как недоподъем тампонажного раствора, затяжки или посадки колонны во время ее спуска (недоспуск колонны до проектной глубины) являются причинами нарушения технологических регламентов или просто технологии. Однако осложнения, вызванные наличием в скважине заколонной циркуляции с флюидопроявлением по затрубному пространству, в условиях соблюдения всех требований стандартов и регламентов обосновывают необходимость изменения технологий крепления скважин с применением новых тампонажных материалов [1]. Так, анализ осложнений при креплении скважин на месторождениях ООО «РН-Уватнефтегаз» показывает, что вследствие нарушения технологий подготовки ствола скважины к спуску колонны и ее цементирования порядка 30 % скважин работают в условиях высокой обводненности продукции по причине некачественного цементирования в интервале продуктивного пласта; в 30 % случаев присутствует недоподъем цементного раствора за колонной по причине поглощения тампонажного раствора в процессе цементирования колонны; в 25 % случаев — наличие межколонных перетоков;

¹ Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 12.01.2015) «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/499011004>.

в 5 % случаев — наличие межколонного давления (МКД) на устье и в 10 % случаев — недопуск колонн до проектного забоя.

Опыт эксплуатации месторождений показывает, что осложнения, вызванные наличием МКД, имеют низкий процент (5 %) по отношению к остальным видам осложнений, однако ликвидация данного типа осложнений требует значительных финансовых затрат, которые могут достигать до 15 % от стоимости всей скважины [2, 3].

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются нефтяные скважины, эксплуатация которых осложнена наличием межколонного давления.

Поступление пластового флюида в межколонное пространство возможно вследствие наличия каналов фильтрации в цементном камне и в ряде случаев характеризуется нерегулируемым выходом пластового флюида к устью скважины.

На балансе ООО «РН-Уватнефтегаз» находится 39 месторождений с общим фондом скважин более 1 200 ед., из которых МКД выявлено в 38 эксплуатационных и нагнетательных скважинах на 6 эксплуатируемых месторождениях (рисунок) и изменяется по отдельным месторождениям: от 7 % по Кальчинскому месторождению, до 55 % — по Радонежскому месторождению.

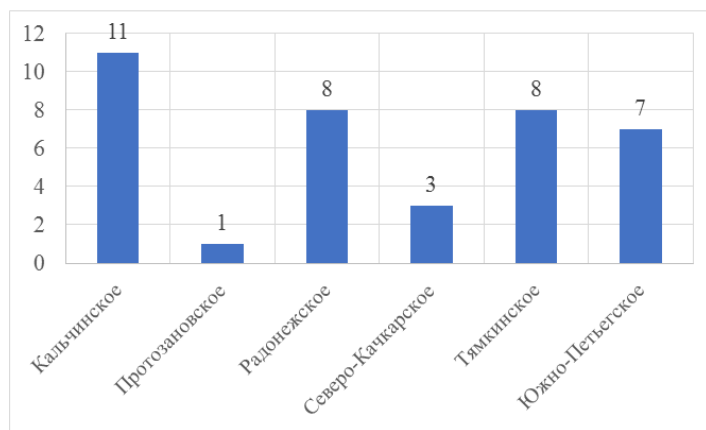


Рисунок. Распределение эксплуатационного фонда скважин с МКД по месторождениям ООО «РН-Уватнефтегаз»

Анализ проб эксплуатационного фонда скважин по межколонному пространству показывает, что в 30 % случаев наблюдается поступление газа (Кальчинское, Радонежское, Протозановское, Южно-Петьегское месторождения), в 17 % случаев поступает газ с водой (Тямкинское месторождение), в 6 % случаев — нефть или нефть с водой (Радонежское месторождение) и в 47 % случаев наблюдается поступление воды (Южно-Петьегское, Радонежское, Кальчинское месторождения). В 11 скважинах

эксплуатационного фонда скважин Южно-Петъегского, Радонежского, Кальчинского, Тямкинского месторождений наблюдается снижение МКД во времени, что обосновывается объективными причинами: как путем естественного закупоривания каналов движения флюида по межколонному пространству (МКП), так и по причине возможного стравливания давления в МКП к моменту замера. В 6 скважинах (Протозановское, Тямкинское, Южно-Петъегское, Радонежское месторождения) наблюдается увеличение МКД в два раза и более.

С целью разработки мероприятий² по ликвидации МКД необходимо проведение специальных исследований и их приоритетности для установки путей поступления флюида в МКП [4, 5]. Для этого необходимо первоначально ранжировать скважины по степени опасности и нарушению герметичности экранирующей колонны в процессе ее эксплуатации, а также по величине давления межколонного пространства (Рмкд):

- группа скважин № 1: безопасное МКД: ($P_{mk} \ll [P_{mk}]$);
- группа скважин № 2: допустимое МКД: ($P_{mk} < [P_{mk}]$);
- группа скважин № 3: опасное МКД: ($P_{mk} \geq [P_{mk}]$);

где $[P_{mk}]$ — допустимое давление в МКП на устье, кг/см².

При этом необходимо учитывать, что в процессе эксплуатации скважины могут переводиться из одной группы опасности в другую. После ранжирования разрабатывается план действий для каждого конкретного случая.

В результате проведенных наблюдений и промысловых исследований предложен метод ранжирования скважин с МКД, где граничным значением определяется отношение МКД (Рмкд) к давлению опрессовки кондуктора (Ропр) как экранирующей колонны: до 15, от 15 до 50, от 50 до 75 и более 75 % (таблица).

Предлагаемое ранжирование скважин с МКД и рекомендуемые мероприятия

Номер группы	Рмкд/Ропр, %	Увеличение Рмкд во времени	Рекомендуемые мероприятия
1	< 15	Не нормируется	Мониторинг, при необходимости перевод в группу 2а или 2б
2а	15–50	Нет	Исследование скважин. В случае если источником МКД являются утечки в устьевой арматуре — замена уплотнителей колонной головки и т. п. В случае если источником МКД является негерметичность эксплуатационной колонны или дефекты МКП — мониторинг, при необходимости перевод в группу 3

² РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах [Электронный ресурс]. – Введ. 2001-07-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200056065>.

Номер группы	Рмкд/Ропр, %	Увеличение Рмкд во времени	Рекомендуемые мероприятия
26	15–50	Да	Исследование скважин. Для скважин с ростом МКД во времени – разработка мероприятий по ликвидации МКД в плановом порядке
3	50–75	Не нормируется	Исследование скважин. Разработка мероприятий по ликвидации МКД в плановом порядке
4	> 75	Не нормируется	Исследование скважин. Разработка мероприятий по ликвидации МКД в срочном порядке

Мониторинг процесса эксплуатации скважин с наличием давления в МКП и анализ типов флюидов с привязкой к геологическому разрезу выявили, что по ряду скважин, где флюид представлен газом, в разрезе отсутствуют газопроявляющие пласты. Данный факт обосновывает поступление газа в МКП вследствие нарушения технологии свинчивания обсадных труб в процессе их спуска (негерметичность резьбового соединения). Так как при наличии проявляющих пластов и низком качестве крепления скважины перетоки жидкости или газа в МКП проявляются почти сразу после цементирования и освоения скважины [6, 7].

Основные причины движения флюида по заколонному пространству в условиях правильно подобранного тампонажного состава:

- некачественное вытеснение бурового раствора при цементировании обсадной колонны;
- наличие глинистой корки между породой и цементным камнем, разрушение которой происходит в процессе эксплуатации с последующим образованием каналов для движения флюида;
- выделение газа в процессе цементирования обсадной колонны и движение его вверх по стволу, что также провоцирует образование каналов;
- наличие избыточной воды в цементном растворе и явление контракции.

Анализ литературных источников показывает, что заколонные проявления, согласно обуславливающим факторам, подразделяются на пять групп: геологические, технические, технологические, физико-химические и механические [8]. Геологические факторы — это нарушения, связанные с залеганием геологических пород, такие как перемятость, изгибы, разрывы, а также высокое пластовое давление. Технические факторы, как правило, возникают в процессе освоения скважины по причине негерметичности резьбовых соединений или колонной головки, а также вследствие разрыва эксплуатационной колонны. Технологические факторы обусловлены

нарушением технологии проводки ствола скважины и связаны с ошибочным прогнозированием пластовых давлений в процессе бурения, нарушением технологии спуска обсадной колонны, нарушениями технологии промывки ствола скважины, некачественной очисткой бурового раствора и др. Физико-химические факторы — это факторы, связанные с процессами, происходящими в цементном растворе при его схватывании и затвердении, а также на границе стенка скважины — колонна, при этом наибольшее влияние оказывают контракция и седиментация цементного раствора.

Результаты

В процессе промысловых исследований датчики давления размещались в среде тампонажного раствора цементируемой полости скважины. Анализ проведенных исследований показал, что по мере загустевания и твердения тампонажного раствора создаваемое им гидростатическое давление снижалось и в некоторых случаях было ниже пластового давления. Данное снижение обусловлено «зависанием» гидростатического столба тампонажного раствора на стенках скважины за счет образования в нем структурного каркаса. Накладывающиеся на этот процесс явления контракции и седиментационной неустойчивости раствора интенсифицируют разгерметизацию цементного кольца с образованием различного рода каналов, по которым в дальнейшем происходит движение пластового флюида в межколонном пространстве. Соответственно, процесс «зависания» цементного раствора на стенках скважин является одной из основных причин проявления заколонных перетоков при освоении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Известно несколько способов предотвращения межколонных проявлений, направленных на создание в МКП противодействия. В большинстве случаев компенсирование снижения гидростатического давления столба цементного раствора в период структурообразования происходит за счет увеличения плотности бурового раствора в процессе цементирования скважины. Однако в этом случае по мере седиментации частиц глины и утяжелителя гидростатическое давление бурового раствора будет снижаться и по истечении определенного времени станет равным гидростатическому давлению столба дисперсионной среды, что нивелирует эффект противодействия, и в этом случае решается проблема создания противодействия на пласт только во время твердения цемента [8, 9].

В целом существующие технологии предупреждения межколонных перетоков направлены на повышение качества цементирования обсадных колонн, обеспечивают равномерное и полное замещение бурового раствора на цементный, удаление глинистой корки со стенки ствола скважины, разработку и внедрение новых тампонажных составов, а также использование заколонных пакеров. Однако, как показывает промысловый опыт, несмотря на совершенствование технологий крепления скважин, развитие техники и технологии производства работ вторичного вскрытия и вызова притока,

наличие межколонного давления в скважинах остается нерешенной задачей, которая требует учета всех факторов, оказывающих влияние на конечное качество цементирования. При этом ликвидация уже образовавшихся путей движения жидкости проводится методом исправительного цементирования под давлением, что является трудоемким и финансово затратным процессом и не всегда дает положительный и продолжительный результат. Исправительное цементирование проводится путем закачивания различных герметизирующих составов по затрубному пространству или путем закачивания раствора в интервал изоляции посредством специально спускаемой колонны труб, что требует трудоемкого подготовительного процесса и однозначно оказывает влияние на последующие дебиты ремонтируемой скважины. Выбор метода и способа восстановления герметичности заколонного пространства скважины зависит как от конструкции скважины, так и от изоляционных возможностей применяемых составов [9]. Соответственно, эффективная и безопасная эксплуатация скважин с позиции отсутствия МКД напрямую зависит от своевременных исправительных мероприятий, которые, в свою очередь, определяются ранжированием скважин.

Выводы

Наличие межколонного давления в эксплуатационной скважине обусловлено рядом факторов, которые, в свою очередь, являются результатом процессов, связанных с гидратацией, структурообразованием и твердением тампонажных растворов. В результате седиментационного расслоения и «зависания» тампонажных растворов на стенках обсадной колонны происходит снижение гидростатического давления на пласт. Процесс контракции приводит к последующей усадке цементного камня, обезвоживанию глинистой корки, и в последующем все это приводит к образованию микрозоров на контактных зонах цементного камня. Проведенные исследования позволили определить, что межколонные перетоки возникли в процессе эксплуатации скважин, что подтверждает наличие значительного промежутка времени между пуском скважины в эксплуатацию и обнаружением МКД. Однако наличие большого количества факторов, влияющих на рост МКД при планировании мероприятий по его ликвидации, требует проведения специальных исследований в скважине для установки путей поступления флюида в МКП, а также ранжирования скважин по группе опасности, что позволяет установить приоритетность этих исследований, что и было предложено в данной работе.

Список источников

1. Изменение давления и температуры в зацементированной части заколонного пространства / А. Л. Видовский, Р. А. Ахметов, А. И. Булатов [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение. – 1974. – № 7. – С. 36–40.

2. Научно-технические основы и технология разобщения нефтеводоносных пластов / Р. М. Гилязов, Р. Ш. Рахимкулов, Н. З. Гибадуллин [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 45–49.
3. Природа межколонных газопроявлений на Бованенковском НГКМ / В. В. Черепанов, С. Н. Меньшиков, С. А. Варягов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 48–54.
4. Калинин, В. В. Разработка математической модели скважин для определения причин и возможности возникновения межколонных давлений (МКД) / В. В. Калинин. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – № 11. – 2016. – С. 22–25.
5. Новиков, С. С. Геоакустика и волновые технологии — пути решения проблем межколонных давлений (МКД) / С. С. Новиков. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – № 2 (169). – 2013. – С. 91–97.
6. Мясищев, В. Е. Разработка технологии и изолирующих составов для восстановления герметичности газовых скважин : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мясищев Владимир Евгеньевич. – Москва, 2011. – 27 с. – Место защиты : ОАО НПО «Буровая техника». – Текст : непосредственный.
7. Зунг, Ф. Т. Борьба с межколонными давлениями в нефтяных скважинах : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Зунг Фан Тиен. – Уфа, 2006. – 24 с. – Место защиты : Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Текст : непосредственный.
8. Ряховский, А. В. Мониторинг скважины (Технология предупреждения межколонных давлений в скважинах. Контроль герметичности устьевых уплотнителей обсадных колонн) / А. В. Ряховский. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 44–50.
9. Уметбаев, В. Г. Разработка научных основ и технологий оздоровления осложненного фонда скважин : специальность 05.15.06 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Уметбаев Виль Гайсович ; Башкирский научно-исслед. и проектный ин-т нефти. – Уфа, 1997. – 50 с.

References

1. Vidovskiy, A. L., Akhmetov, R. A., Bulatov, A. I., Krylov, V. I., Perov, A. B., & Yusupov, I. G. (1974). *Izmenenie davleniya i temperatury v zatsementirovannoy chasti zakolonnogo prostranstva. Burenie*, (7), pp. 36-40. (In Russian).
2. Gilyazov, R. M., Rakhimkulov, R. Sh., Gibadullin, N. Z., Rakhmatullin, M. R., Nikitenko, Yu. N., & Fatkhutdinov, I. Kh. (2007). *Scientific and technical principles and technology of oil-water-bearing strata isolation. Oil Industry*, (6), pp. 45-49. (In Russian).
3. Cherepanov, V. V., Menshikov, S. N., Varyagov, S. N., Bondarev, V. L., & Mirotvorskyy, M. Yu. (2011). *Nature of inter-casing gas appearance in Bovanenkovsky oil, gas and condensate field. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (9), pp. 48-54. (In Russian).

4. Kalinin, V. V. (2016). Razrabotka matematicheskoy modeli skvazhin dlya opredeleniya prichin i vozmozhnosti vozniknoveniya mezhkolonnykh davleniy (MKD). Neft. Gas. Novacii, (11), pp. 22-25. (In Russian).
5. Novikov, S. S. (2013). Geo acoustics and wave procedures guidelines to resolve the problems with inter casing pressure (ICP). Neft. Gas. Novacii, (2(169)), pp. 91-97. (In Russian).
6. Myasishchev, V. E. (2011). Razrabotka tekhnologii i izoliruyushchikh sostavov dlya vosstanovleniya germetichnosti gazovykh skvazhin. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 27 p. (In Russian).
7. Zung, F. T. (2015). Bor'ba s mezhkolonnymi davleniyami v neftyanykh skvazhinakh. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 24 p. (In Russian).
8. Ryakhovsky, A. V. (2013). Well monitoring (Technology of inter-string pressure prevention in wells. Control of sealing of wellhead seals of drill casing strings). Burenie i neft', (5), pp. 44-50. (In Russian).
9. Umetbaev, V. G. (1997). Razrabotka nauchnykh osnov i tekhnologiy ozdorovleniya oslozhnennogo fonda skvazhin. Avtoref. diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ufa, 50 p. (In Russian).

Информация об авторах

Мухаметишин Дамир Мусавинович, эксперт по текущему и капитальному ремонту скважин Департамента проектирования и мониторинга разработки, ООО «Уфимский НТЦ», г. Уфа

Ваганов Юрий Владимирович, кандидат технических наук, доцент, проректор по научной и инновационной деятельности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, vaganovjv@tyuiu.ru

Билецкий Антон Анатольевич, начальник отдела по бурению скважин ГУП РК «Черноморнефтегаз», г. Симферополь

Мухаметишин Альберт Дамирович, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Damir M. Mukhametshin, Expert in Wellwork of the Development Design and Monitoring Department, Ufa Scientific and Technical Center LLC

Yuriy V. Vaganov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Prorector for Research and Innovation, Industrial University of Tyumen, vaganovjv@tyuiu.ru

Anton A. Biletskiy, Head of the Well Drilling Department of the State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol

Albert D. Mukhametshin, Student, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 01.04.2022; одобрена после рецензирования 17.05.2022; принята к публикации 25.05.2022.

The article was submitted 01.04.2022; approved after reviewing 17.05.2022; accepted for publication 25.05.2022.