

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.177-184>

EDN PTWQNU

УДК 622.248.35

Оценка влияния режимов работы нефтяных залежей на газоводонефтепроявления

Зиятдинов Р.З., Валовский В.М., Гарифов К.М.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Analyzing effect of oil reservoir drive mechanisms on well kick problems

R.Z. Ziyatdinov, V.M. Valovsky, K.M. Garifov

TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Russia

E-mail: zrz5969@tatnipi.ru

Аннотация. При ремонте скважин нередко возникают негативные ситуации в виде газонефтеводопроявлений (ГНВП). Под ГНВП понимается неконтролируемое поступление газа, нефти и воды на поверхность через негерметичные резьбовые соединения и дефекты, возникающие в результате нарушения герметичности стволов скважин при их эксплуатации.

В ПАО «Татнефть» эксплуатируются добывающие и нагнетательные скважины с несколькими вскрытыми пластами, оборудованными одно и двухлифтовой компоновкой внутрискважинного оборудования. Согласно федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности, устья таких скважин при проведении ремонтных работ должны быть оборудованы противовыбросовым оборудованием (ПВО) с целью обеспечения их герметизации в случае возникновения ГНВП в процессе проведения спуско-подъемных операций с длинной или короткой колоннами труб.

Существуют несколько режимов разработки залежи нефти, которые в различной степени влияют на ГНВП скважины: жесткий водонапорный, упругий водонапорный, режим растворенного газа, газонапорный режим, гравитационный режим работы нефтяной залежи. Все они имеют различную степень опасности возникновения ГНВП, при использовании некоторых из них необходима обязательная герметизация устья скважины (установками ПВО) в процессе проведения спуско-подъемных операций с колонной труб при эксплуатации и ремонте скважин.

Ключевые слова: газоводонефтепроявление, режимы работы нефтяной залежи, герметизация устья скважины, противовыбросовое оборудование, фонтаноопасность

Для цитирования: Зиятдинов Р.З., Валовский В.М., Гарифов К.М. Оценка влияния режимов работы нефтяных залежей на газоводонефтепроявления // Нефтяная провинция.-2025.-№1(41).-С. 177-184. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.177-184>. - EDN PTWQNU

Abstract. Well workover operations are often accompanied by unwanted events such as well kicks. A well kick is defined as an uncontrolled release of gas, oil or water to the surface through leaky threaded connections and damages resulting from loss of wellbore integrity during well operation.

PJSC TATNEFT operates production and injection wells drilled through multiple zones and equipped with single- and dual-string downhole assemblies. According to the Federal Rules and Regulations for Industrial Safety, a blowout preventer (BOP) shall be installed at the wellhead in such wells prior to workover operations to provide reliable wellhead sealing in case of a blowout during tripping long or short pipe strings.

There are several reservoir drive mechanisms that can cause well kicks, including water drive, elastic water drive, solution gas drive, gas drive, and gravity drive. All of them are associated with low to high risks of well kicks, with some reservoir drives requiring wellhead sealing (with BOP installation) when performing pipe tripping during well operation and workover.

Key words: well kick, oil reservoir drive mechanisms, wellhead sealing, blowout preventer, well control hazards

For citation: R.Z. Ziyatdinov, V.M. Valovsky, K.M. Garifov Ocenka vliyaniya rezhimov raboty neftyanyh zalezhej na gazovodonefteproyavleniya [Analyzing effect of oil reservoir drive mechanisms on well kick problems]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(41), 2025. pp. 177-184. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.177-184>. EDN PTWQNU (in Russian)

Введение

Газонефтеводопроявление (ГНВП) это непредвиденный выброс смеси газа, нефти и воды на поверхность, внутрь скважины или в заколонное пространство в процессе бурения, эксплуатации и ремонта скважины. Это может происходить из-за сбоя скважинного оборудования, высокого пластового давления, нарушения целостности ствола скважины.

В ПАО «Татнефть» эксплуатируются добывающие и нагнетательные скважины с несколькими вскрытыми пластами, оборудованными одно- и двухлифтовой компоновкой внутрискважинного оборудования. При проведении ремонтных работ устья таких скважин должны быть оборудованы

противовыбросовым оборудованием (ПВО) [1] с целью обеспечения их герметизации в случае возникновения ГНВП в процессе проведения спуско-подъемных операций (СПО).

Причины возникновения газонефтеводопроявлений во многом определяют признаки их проявления. При наличии нарушений ствола скважины или неправильной технологии добычи потоки являются достаточно интенсивными и ГНВП определить относительно несложно. Так, пузырьки газа, которые просачиваются на глубине вследствие ГНВП, находятся под высоким давлением и при поднятии на поверхность увеличиваются в объёме за счёт уменьшения давления и существенно снижают удельный вес рабочей жидкости.

Основной причиной ГНВП при ремонте скважин является превышение пластового давления над забойным, создаваемым столбом жидкости в интервале пласта, содержащего флюид, в результате недостаточного контроля за текущими значениями пластового давления в процессе разработки нефтяной залежи.

Ниже рассмотрены условия возникновения ГНВП при проведении СПО с колонной труб в процессе ремонта скважины:

При ремонте скважин пластовый флюид может поступить в скважину, когда пластовое давление превышает сумму гидростатического давления столба промывочной жидкости ($P_{ст}$) и гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве ($P_{гск}$):

$$P_{пл} > P_{ст} + P_{гск}, \quad (1)$$

где: $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

$P_{ст}$ - гидростатическое давления столба промывочной жидкости, МПа;

$P_{гск}$ – величина гидравлические сопротивлений в затрубном пространстве, МПа.

ГНВП может начаться сразу же после прекращения промывки, например при наращивании колонны труб или СПО. Это значит, что пластовое давление во время промывки скважины уравнилось. Однако с прекращением циркуляции противодействие оказалось недостаточным. Условие возникновения ГНВП в данном случае имеет вид:

$$P_{пл} > P_{ст}, \quad (2)$$

Во время подъема колонны труб ГНВП возникают в результате снижения забойного давления, обусловленного колебаниями гидродинамического давления вследствие движения колонны труб $\Delta P_{гд}$, явлений фильтрации, контракции, седиментации и температурных изменений в неподвижной части промывочной жидкости – ΔP , опорожнения скважины за счет недолива (Δh) ее промывочной жидкостью – $\Delta h_{рг}$. При этом условие возникновения ГНВП принимает вид:

$$P_{пл} > P_{ст} - \Delta P_{гд} - \Delta P - \Delta h_{рг}, \quad (3)$$

где: $\Delta P_{гд}$ – величина колебаний гидродинамического давления вследствие движения колонны труб, МПа;

ΔP - величина фильтрации, контракции, седиментации и температурных изменений в неподвижной части промывочной жидкости.

$\Delta h_{рг}$ - величина опорожнения скважины за счет недолива (Δh) ее промывочной жидкостью, МПа.

При спуске колонны труб ГНВП могут быть вызваны снижением гидростатического давления вследствие фильтрационно-контракционного и других эффектов в неподвижной части промывочной жидкости ниже конца колонны труб в скважине и отрицательной составляющей гидродинамического давления, возникающей во время торможения колонны труб – $\Delta P_{гд}$. Таким образом, имеем условие:

$$P_{пл} > P_{ст} - \Delta P - \Delta P_{гд}, \quad (4)$$

В случае длительного отсутствия циркуляции, в том числе и при полностью поднятой колонне труб, проявления обусловлены снижением гидростатического давления в неподвижном промывочной жидкости в результате упомянутых факторов:

$$P_{пл} > P_{ст} - \Delta P_{гд}, \quad (5)$$

Гидростатическое давление ($P_{ст}$) должно превышать пластовое ($P_{пл}$) в следующих размерах ($\Delta P_{гд}$):

- для скважин глубиной до 1200 м на 10 %, но не более 1,5 МПа;
- для скважин глубиной более 1200 м на 5 %, но не более 2,5– 3,0 МПа.

Если известно пластовое давление, то плотность промывочной жидкости $\rho_{пж}$, на котором должен вскрываться горизонт определяют как:

$$\rho_{пж} = (P_{пл} + \Delta P) / gH, \quad (6)$$

где ΔP – противодействие на устье скважины, создаваемое дроссельной задвижкой при глушении скважины, МПа.

Известны пять режимов разработки залежи: жесткий водонапорный режим, упругий водонапорный режим, режим растворённого газа, гравитационный режим, газонапорный режим (газовой шапки).

Тектоническая активность горных пород может вызвать нарушения и складки, перекрывающие зоны утечек флюидов. В результате могут возникнуть аномально высокие пластовые давления, что и является одной из причин ГНВП. Это обусловлено тем, что интенсивная трещиноватость коллекторов, вызванная тектоническими процессами, оказывает влияние на неоднородность фильтрации и анизотропию проницаемости, а также на показатели продуктивности скважин.

Тектонические трещины формируют сложную сеть каналов, по которым происходит перемещение нефти, газа и других флюидов, что приводит к неоднородному распределению проницаемости внутри пласта. Направление и ориентация трещин могут создавать пути для потока флюидов.

В результате это влияет на характер распределения давления и фильтрацию внутри залежи и может сказываться на эффективности разработки. Кроме того, на участках перегибов структурной поверхности формируются микротрещины, которые обеспечивают повышение фильтрационных свойств трещиноватых коллекторов. Таким образом на поздней стадии разработки нефтяных месторождений имеются скважины с техногенными аномальными высокими пластовыми давлениями.

В табл. 1 предложена классификация скважин по степени опасности возникновения ГНВП и необходимости применения технологий герметизации устья скважины с использованием ПВО в процессе проведения СПО (спускоподъёмных операций) с колоннами труб при проведении ремонтных работ в зависимости от режима разработки залежи. Степень опасности возникновения ГНВП оценивается от 1 до 5 баллов, где 1 – самая низкая степень опасности возникновения ГНВП; 5 – самая высокая степень опасности ГНВП.

Таблица 1

Классификация скважин по степени опасности возникновения ГНВП и необходимости применения технологии герметизации устья скважины в зависимости от режима разработки залежи при проведении ремонтных работ

п/п	Режим работы залежи	Степень опасности возникновения ГНВП	Необходимость применения технологии герметизации устья с использованием ПВО
1	Жесткий водонапорный	5	да
2	Газонапорный	4	да
3	Упругий водонапорный	3	да
4	Режим растворённого газа	2	нет
5	Гравитационный	1	нет

Предложенная классификация скважин по опасности возникновения ГНВП в зависимости от режима работы залежи и предполагает необходимости установки ПВО на устье скважины в наиболее фонтаноопасных режимах работы залежи.

Список литературы

1. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. № 534. – Текст: электронный // ЭПС «Система ГАРАНТ». – URL: <https://base.garant.ru/400156750/?ysclid=m52cown4ns974559003> (дата обращения: 24.12.2024).
2. Осложнения, аварии и фонтаноопасность при строительстве, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие / под ред. А.В. Кустышева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 178 с.
3. Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин / Л.У. Чабаев и др.]. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 267 с.

References

1. On approval of the Federal rules and regulations for industrial safety “Oil and Gas Industry Safety Rules and Regulations”: Order of the Federal Service for Environmental, Industrial, and Nuclear Supervision No.534, dated December 15, 2020. GARANT System. URL: <https://base.garant.ru/400156750/?ysclid=m52cown4ns974559003> (in Russian)
2. Kustyshev A.V. Oslozhneniya, avarii i fontanoopasnost' pri stroitel'stve, ekspluatatsii i remonte neftyanyh i gazovyh skvazhin: ucheb. posobie [Problems, failures, and well control hazards during oil and gas well construction, operation, and workover: Study guide]. Tyumen: TyumGNGY, 2015.- 178 p. (in Russian)
3. Chabaev L.U. et al. Fontanoopasnost' pri bureanii, ekspluatatsii i remonte skvazhin [Well control hazards during well drilling, operation, and workover]. Krasnodar: Izd-vo “Prosveshcheniye-Yug” [Krasnodar: Prosveshcheniye-Yug Publ.], 2009. – 267 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Зиятдинов Радик Зязятович, заведующий сектором института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423230, Бугульма, ул. Советская, д.149А, кв.61
E-mail: zrz5969@tatnipi.ru

Валовский Владимир Михайлович, доктор технических наук, профессор, советник дирекции по технике и технологии в разработке нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423230, Бугульма, ул. Ленина, д. 2, кв.64
E-mail: zrz5969@tatnipi.ru

Гарифов Камиль Мансурович, доктор технических наук, профессор, начальник отдела института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423230, Бугульма, ул. Ломоносова, 18
E-mail: garifov@tatnipi.ru

Authors

R.Z. Ziyatdinov, Head of Sector, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft
61 Apt., 149A, Sovetskaya Str., Bugulma, 423230, Russian Federation
E-mail: zrz5969@tatnipi.ru

V.M. Valovsky, Dr.Sc., Professor, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft
64 Apt., 2, Lenina Str., Bugulma, 423230, Russian Federation
E-mail: zrz5969@tatnipi.ru

K.M. Garifov, Dr.Sc., Professor, Head of Department, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft
18, Lomonosov Str., Bugulma, 423230, Russian Federation
E-mail: garifov@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 03.01.2025

Принята к публикации 21.03.2025

Опубликована 30.03.2025