

Бурение скважин и разработка месторождений

Drilling of wells and fields development

25.00.15 Технология бурения и освоения скважин (технические науки)

DOI : 10.31660/0445-0108-2021-6-69-75

УДК 622.279

Концепция оценки эффективности технологий освоения низконапорного газа

Ю. В. Ваганов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы освоения низконапорного газа апт-сеноманского газоносного комплекса, расположенного на территории Западной Сибири. В результате проведенных научных исследований предложен алгоритм обоснования технологии освоения газовых скважин, учитывающий вероятности возникновения и развития негативного сценария, оказывающего влияние на достижение проектного дебита скважины. Вероятность возникновения которого значительно мала по сравнению с другими, однако последствия рассматриваемых аварий оказывают наибольшее негативное влияние на освоение скважины с точки зрения достижения потенциальной продуктивности скважины. Автор предлагает проводить оценку эффективности планируемых работ по двум показателям, позволяющим определять степень риска по незавершенности мероприятия при планируемой технологической операции и оценивать качество выполнения запланированной технологии в целом.

Ключевые слова: газовая скважина; сеноманская залежь; низконапорный газ

The concept of evaluating the effectiveness of technologies for the development of low-pressure gas

Yuriy V. Vaganov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Abstract. As the title implies, the article consider issues of low-pressure gas development of the Aptian-Cenomanian gas-bearing complex, which is located in Western Siberia. An algorithm for substantiating the well completion technology has been proposed as a result of the conducted scientific research. The algorithm takes into account the likelihood of occurrence and development of complications that affect the achievement of the expected flow rate. The likelihood of these complications is significantly low compared to other scenarios; however, the consequences of the accidents under consideration have the greatest negative impact on well completion in terms of achieving the potential productivity of the well. The

author proposes to assess the effectiveness of the planned work on two indicators, which will allow us to determine the degree of risk of incompleteness of the event in the planned technological operation and to assess the quality of implementation of the planned technology.

Key words: gas well; Cenomanian deposit; low-pressure gas

Введение

Увеличение потребности в природном газе, а также соответствующая ценовая политика будут иметь в ближайшие десятилетия определяющее влияние на экономику как России, так и мира в целом, что меняет отношение к проблеме низконапорного природного газа. Основной объем природного газа (порядка 80 %) приходится на апт-сеноманский газоносный комплекс, расположенный на территории Западной Сибири, где уже извлечено в среднем по всему комплексу более 75 % от начальных запасов газа, что способствует рассмотрению вопроса по извлечению низконапорного природного газа из уже освоенных месторождений [1]. По разным источникам в долгосрочной перспективе объемы доизвлечения низконапорного газа на освоенных месторождениях с падающей добычей, а также на месторождениях, которые готовятся к освоению, суммарно могут постоянно находиться на уровне не менее 4–5 трлн м³ [2].

В соответствии с классификацией [3] низконапорный газ относится и к потенциально извлекаемому, и к трудноизвлекаемому, и к остаточному, по геолого-технологическим и экономическим критериям, а добываемый газ — к низконапорному, по энергетическим и экономическим показателям. Для сеноманских газовых залежей переход к низконапорному газу наступает при 80–82 % отбора от начальных запасов газа, что уже достигнуто по ряду месторождений апт-сеноманского газоносного комплекса на территории Западной Сибири [4]. Это требует значительных дополнительных затрат на создание и внедрение новых технологий в области его добычи и использования. Кроме того, на первоначальном этапе научных исследований риски по внедрению и вводу новой техники и технологии в производство классифицируются как опытные либо экспериментальные [5]. Соответственно, существующие технологии освоения газовых скважин для добычи низконапорного газа требуют проведения исследований по их адаптивированию к измененным условиям эксплуатации.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются эксплуатационные скважины апт-сеноманского газоносного комплекса на завершающей стадии эксплуатации.

История разработки сеноманской залежи¹ показывает, что сохранение числа добывающих скважин, имеющих оптимальный дебит, является основным критерием для поддержания площади дренирования и объемов извлекаемых запасов свободного газа, который ограничивается следующими параметрами [6, 7]:

¹ Гидрогеологические аспекты обводнения крупнейших разрабатываемых газовых залежей севера Тюменской области (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское): отчет о НИР / ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — ВНИИГАЗ». — М., 1998. — 436 с.

- должен соответствовать 10–15 %-му значению свободного дебита скважины;
- должен обеспечивать соответствие линейной зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации, то есть условию, когда уравнение притока газа описывается законом Дарси;
- создаваемая депрессия должна обосновываться с учетом возможности деформации, разрушения прискважинной зоны, образования песчано-жидкостной пробки в пределах интервала перфорации, образования конуса подошвенной воды, гидратов в прискважинной зоне и стволе скважины, многослойности и неоднородности параметров и по устойчивости каждого пропластка и т. д.

При этом накопленный опыт и анализ проблем освоения газовых скважин сеноманской залежи позволяют утверждать, что обводнение продукции, образование песчаных пробок в прискважинной зоне, а также газогидратных пробок в стволе скважины являются процессами взаимосвязанными, и их следует рассматривать как единую систему осложнений, причем обильное пескообразование и гидратообразование являются следствием преждевременного обводнения газонасыщенного пласта [8–10]. Предупреждение которого в значительной степени зависит от большого числа геолого-технических мероприятий, направленных на поддержание оптимального дебита [11].

Используя методы системного анализа [12, 13], суть которого заключается в том, что достижение потенциальной продуктивности скважины является лишь одной из целей при решении многоцелевой проблемы эксплуатации газовой залежи, которая, с одной стороны, не может быть достигнута в отрыве от степеней достижения остальных целей и подразумевает создание системы процедур принятия сложного решения по выбору наиболее предпочтительной альтернативы. С другой стороны, рассматривая деятельность любой производственной системы, необходимо учитывать, что она всегда сопряжена с неопределенностями, которые обуславливают возникновение некоторых рисков, без учета которых невозможно достижение потенциальной цели, что подтверждает рост собственных аварий при освоении скважин на месторождениях севера Тюменской области [14, 15]. Где наиболее сложными и трудоемкими видами работ в скважинах являются операции по ликвидации аварий, связанные с прихватом, обрывом и падением внутрискважинного оборудования, суммарный ущерб от которых приводит к большим потерям, что ставит под угрозу достижение самой поставленной цели (технологические и финансовые риски), в отличие от катастрофических (ГНВП с переходом в открытый фонтан) [16].

Соответственно, при планировании мероприятий по освоению скважин с низконапорным газом актуальной проблемой является количественная оценка качества проводимых работ, что позволит:

- оценить качество выполнения запланированной технологии;
- определить завершенность намеченного мероприятия;
- дать оценку эффективности работ или их методик предприятию в целом.

Результаты

На основании проведенных исследований формирование качественной концепции оценки эффективности разрабатываемых технологий по освое-

нию скважин с низконапорным газом предлагается проводить по двум количественным показателям:

- 1) завершенность мероприятия, позволяющая проводить:
 - сбор объективной информации о состоянии и определение сведений о наиболее опасных, «слабых» местах с точки зрения аварийности;
 - оценку степени риска по незавершенности мероприятия при планируемой технологической операции;
 - обоснование рекомендаций по достижению результативности как промежуточных операций, так и основной.
- 2) успешность, позволяющая:
 - достигать требуемого результата по промежуточным операциям;
 - оценивать качество выполнения запланированной технологии в целом;
 - давать оперативную предварительную оценку эффективности технологии.

С целью определения степени завершенности намеченных мероприятий в скважине при ее освоении рекомендуется использование статистических данных по исходным событиям характерных аварий. В случае отсутствия этих сведений, а также в качестве дополнительного средства проверки достоверности определение вероятностей следует проводить с использованием причинно-следственных закономерностей возникновения аварийной ситуации и ее развития из совокупности промежуточных событий по принципу: «А что будет, если...». Данный метод позволяет логически предопределить итоговое событие и с достаточной достоверностью вычислить вероятность его возникновения. По итогу проведенного анализа статистических данных аварийных ситуаций за предшествующий период (5 лет) в соответствии с предложенной концепцией спрогнозированы вероятности возникновения осложнений, переходящих в категорию аварий (рисунок) [16,17].



Рисунок. Сведения о частотах возникновения осложнений при проведении водоизоляционных работ логико-графическим методом («дерево событий»)

Показано, что развитием наиболее опасного сценария являются поглощение, прихват и обрыв труб с вероятностью $4,8 \cdot 10^{-5}$ в год⁻¹/м. Следует отметить, что из всех перечисленных видов аварий последствия от возникновения прихвата подземного оборудования с последующим ее обрывом оказывают наибольшее негативное влияние на степень завершенности намеченных мероприятий по освоению скважины, вплоть до ее ликвидации.

На основании промыслового опыта и литературных источников выявлено, что основными требованиями для обеспечения потенциальной продуктивности скважин на газовых месторождениях в условиях падающей добычи являются [18, 19]:

- соблюдение запланированных физико-механических параметров технологических жидкостей (жидкости глушения, промывочной жидкости, перфорационные среды и др.);
- выполнение запланированного объема работ, в соответствии с нормативными документами (стандарты компаний);
- освоение скважины (вторичное вскрытие, опробование, интенсификация притока и др.);
- достижение требуемого результата подтвержденными необходимыми исследованиями (проектного дебита скважины);
- отсутствие инцидентов при их выполнении.

Указанные групповые допущения включают в себя различные единичные коэффициенты (K_{ni}). Оценку качества уровня эффективности выполненных работ рекомендуется проводить по значениям коэффициента K_n :

$$K_n = \frac{\sum_{i=1}^n K_{ni}}{n}. \quad (1)$$

Для примера при $K_n \cong 1$ — достигается уровень эффективности выполненных работ в соответствии с плановыми требованиями.

Выводы

Освоение скважин с низконапорным газом в условиях трудно прогнозируемого процесса обводнения продукции обуславливает необходимость разработки качественного алгоритма адаптации и иерархической корректировки имеющихся в распоряжении исходных данных. Что позволит идентифицировать различные механические проблемы в системе «пласт — скважина» и снижение проницаемости в приствольных частях пласта или в удаленных от забоев участках. При этом необходимо учитывать, что процесс достижения потенциального дебита скважин всегда сопряжен с неопределенностью возникновения некоторых рисков, без учета которых невозможно достижение поставленной цели, что закономерно увеличивает нормативные сроки выполнения полного комплекса мероприятий по освоению скважины и ставит под угрозу достижение ее потенциального дебита.

Библиографический список

1. Ваганов, Ю. В. Технология освоения переходной зоны сеноманской газовой залежи / Ю. В. Ваганов, В. П. Овчинников. — Текст : непосредственный // Бурение и нефть. — 2021. — № 4. — С. 52–59.

2. Елистратов, В. В. Основные проблемы эксплуатации крупнейших газовых месторождений Надым-Пур-Газовского региона на завершающей стадии / В. В. Елистратов, В. В. Коломийцев. – Текст : непосредственный // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 г.). – Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С. 104–108.
3. Облеков, Г. И. Классификация запасов углеводородов (природный газ) / Г. И. Облеков, Р. Г. Облеков. – Текст : непосредственный // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 г.). – Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С. 66–72.
4. Колмаков, А. В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А. В. Колмаков, П. С. Кротов, А. В., Кононов. – Санкт-Петербург : Недра, 2012. – 175 с. – Текст : непосредственный.
5. Cheymetova, V. A. Risk management at the final stage of gas field development / V. A. Cheymetova, Yu. V. Vaganov. – Direct text // ПОАВЖ. – 2020. – Vol. 11 (Suppl 3). – P. 31–35.
6. Масленников, В. В. Системный геофизический контроль разработки крупных газовых месторождений / В. В. Масленников, В. В. Ремизов. – Москва : Недра, 1993. – 302 с. – Текст : непосредственный.
7. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири / О. Ф. Андреев, К. С. Басниев, Л. Б. Берман [и др.]. – Москва : Недра, 1984. – 221 с. – Текст : непосредственный.
8. Ахметов, А. А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении : проблемы и решения / А. А. Ахметов. – Уфа, 2000. – 219 с. – Текст : непосредственный.
9. Маслов, И. И. Методы борьбы с выносом песка из нефтяных скважин / И. И. Маслов. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1980. – 62 с. – Текст : непосредственный.
10. Ваганов, Ю. В. Методология капитального ремонта скважин в современных условиях эксплуатации сеноманской залежи / Ю. В. Ваганов. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-1-34-38. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С. 34–38.
11. Ваганов, Ю. В. Обоснование технологических показателей для обеспечения качественного освоения газовых скважин / Ю. В. Ваганов, В. П. Овчинников, В. В. Салтыков. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Инновации. – 2020. – № 11(240). – С. 66–68.
12. Васильев, Ю. Н. Автоматизированная система управления разработкой газовых месторождений / Ю. Н. Васильев. – Москва : Недра, 1987. – 141 с. – Текст : непосредственный.
13. Никоненко, И. С. Газодобывающее предприятие как сложная система / И. С. Никоненко, Ю. Н. Васильев. – Москва : Недра. – 1998. – 343 с. – Текст : непосредственный.
14. Ваганов, Ю. В. Аварийно-восстановительные работы в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин / Ю. В. Ваганов, А. В. Кустышев, Д. С. Леонтьев. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-2-85-87. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 85–87.
15. Ларичев, О. И. Наука и искусство принятия решений / О. И. Ларичев. – Москва : Наука, 1979. – 200 с. – Текст : непосредственный.
16. Кустышев, А. В. Оценка рисков при ремонте нефтяных и газовых скважин / А. В. Кустышев, Ю. В. Ваганов, В. В. Журавлев. – Текст : непосредственный // Безопасность труда в промышленности. – 2013. – № 9. – С. 76–80.
17. Ваганов, Ю. В. Методика оценки качества работ по капитальному ремонту нефтяной и газовой скважины / Ю. В. Ваганов. – Текст : непосредственный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – № 3. – С. 21–25.
18. Ваганов, Ю. В. К вопросу методологического обеспечения капитального ремонта скважин на современном этапе разработки месторождений / Ю. В. Ваганов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 6. – С. 19–22.
19. Ваганов, Ю. В. Необходимость совершенствования классификации сложных ремонтов газовых скважин в современных условиях эксплуатации / Ю. В. Ваганов. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-2-40-44. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 2 – С. 40–44.

References

1. Vaganov, Yu. V., & Ovchinnikov, V. P. (2021). Technology for the development of Cenomanian gas deposit transition zone. *Burenie i nef't*, (4), pp. 52-59. (In Russian).
2. Elistratov, V. V., & Kolomiitsev, V. V. (2003). Osnovnye problemy ekspluatatsii krupneyshikh gazovykh mestorozhdeniy Nadym-Pur-Tazovskogo regiona na zavershayushchey stadii. *Materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Problemy i perspektivy kompleksnogo ispol'zovaniya nizkonapornogo gaza v ustoychivom razvitii sotsial'noy sfery gazodobyvayushchikh regionov"*. Nadym, March, 2003. Moscow, IRTS Gazprom LLC Publ., pp. 104-108. (In Russian).
3. Obekov, G. I., & Obekov, R. G. (2003). Klassifikatsiya zapasov uglevodorodov (prirodnyy gaz). *Materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Problemy i perspektivy kompleksnogo ispol'zovaniya nizko-napornogo gaza v ustoychivom razvitii sotsial'noy sfery gazodobyvayushchikh regionov"*. Nadym, March, 2003. Moscow, IRTS Gazprom LLC Publ., pp. 66-72. (In Russian).
4. Kolmakov, A. V., Krotov, P. S., & Kononov, A. V. (2012). Tekhnologii razrabotki senomanskikh zalezhey nizkonapornogo gaza. St. Petersburg, Nedra Publ., 175 p. (In Russian).
5. Cheymetova, V. A., & Vaganov, Yu. V. (2020). Risk management at the final stage of gas field development. *IIOABJ*, 11(Suppl 3), pp. 31-35. (In English).
6. Maslennikov, V. V., & Remizov, V. V. (1993). Sistemnyy geofizicheskiy kontrol' razrabotki krupnykh gazovykh mestorozhdeniy. Moscow, Nedra Publ., 302 p. (In Russian).
7. Andreev, O. F., Basniev, K. S., Berman, L. B., Gritsenko, A. I., Kosukhin, L. D., Mirzadzhanzade, A. Kh.,... Stepanova, G. S. (1984). Osobennosti razvedki i razrabotki gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra, Publ., 211 p. (In Russian).
8. Akhmetov, A. A. (2000). Kapital'nyy remont skvazhin na Urengoyском mestorozhdenii: problemy i resheniya. Ufa, 219 p. (In Russian).
9. Maslov, I. I. (1980). Metody bor'by s vynosom peska iz neftyanykh skvazhin. Moscow, VNIIOENG Publ., 62 p. (In Russian).
10. Vaganov, Yu. V. (2016). Methodology of well workover realization under present-day conditions of Cenomanian reservoir development. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 34-38. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-1-34-38
11. Vaganov, Yu. V., Ovchinnikov, V. P., & Saltykov, V. V. (2020). Validation for technological indicators to ensure high-quality completion of gas wells. *Neft. Gas. Novacii*, (11(240)), pp. 66-68. (In Russian).
12. Vasil'ev, Yu. N. (1987). Avtomatizirovannaya sistema upravleniya razrabotkoy gazovykh mestorozhdeniy. Moscow, Nedra Publ., 141 p. (In Russian).
13. Nikonenko, I. S., & Vasil'ev, Yu. N. (1998). Gazodobyvayushchee predpriyatie kak slozhnaya sistema. Moscow, Nedra Publ., 343 p. (In Russian).
14. Vaganov, Yu. V., Kustyshev, A. V., & Leontyev, D. S. (2017). Emergency works in abnormal operating conditions of oil and gas wells operations. *Oil Industry*, (2), pp. 85-87. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-85-87
15. Larichev, O. I. (1979). Nauka i iskusstvo prinyatiya resheniy. Moscow, Nauka Publ., 200 p. (In Russian).
16. Kustyshev, A. V., Vaganov, Yu. V., & Zhuravlev, V. V. (2013). Otsenka riskov pri remonte neftyanykh i gazovykh skvazhin. *Occupational Safety in Industry*, (9), pp. 76-80. (In Russian).
17. Vaganov, Yu. V. (2015). Some method of workover quality estimation of oil and gas wells. *Problems of economics and management of oil and gas complex*, (3), pp. 21-25. (In Russian).
18. Vaganov, Yu. V. (2014). To the issue of methodological support of wells overhaul at the present-day stage of fields development. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 19-22. (In Russian).
19. Vaganov, Yu. V. (2016). Necessity of improvement of complex gas well repair works classification in current conditions of wells operation. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 40-44. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-40-44

Сведения об авторах

Вaгaнoв Юрiй Влaдимиpович, к. т. н., доцент, проректор по научной и инновационной деятельности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Information about the author

Yuriy V. Vaganov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Pro-rector for Research and Innovation, Industrial University of Tyumen, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru