СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНФРАКСТРУКТУРЫ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ, КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПОДДЕРЖАНИЯ БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Г.Г. Гилаев¹, М.Я. Хабибуллин^{*2}, Р.Н. Бахтизин³

¹Кубанский Государственный Технологический Университет,
Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия;

²Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьский, Россия;

³Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Improvement of Oil and Gas Production Infrastructure as an Effective Tool for Maintaining Basic Oil and Gas Production

G.G. Gilayev¹, M.Ya. Khabibullin^{*2}, R.N. Bakhtizin³

¹Kuban State Technological University, Institute of Oil, Gas and Energy, Krasnodar, Russia;

²Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University, Russia;

³Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

The modern world is a complex mechanism in which each process, direction, sphere of activity, despite visual differences, ultimately creates a single complex element aimed at ensuring human life. One of the key processes occurring on the planet is the extraction of hydrocarbons. The article proposes to consider a solution that will contribute to ensuring the efficiency of oil and gas production processes, will extend the life cycle of mature oil and gas production assets of the Russian Federation (hereinafter referred to as the RF) and extend their economic profitability. Economic and technological efficiency from infrastructure reengineering measures is individual for each region, and directly depends on the volume of oil, water production and the state of the ground infrastructure. The described areas of infrastructure reengineering, in aggregate, represent an effective tool for optimizing operating and capital costs, increasing the reliability of technological equipment, removing infrastructure restrictions, which will contribute to the achievement of the set task - maintaining oil production at mature assets.

Keywords:

Facilities for oil treatment;
Gas compression;
Reservoir pressure maintenance;
Power supply;
Engineering networks;
Operating costs;
Reengineering.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

1. Введение

География добычи нефти и газа на территории Российской Федерации (РФ) обширна и разнообразна. Черное золото извлекается из недр планеты, начиная с Кавказского региона и заканчивая далеким Сахалином.

Процесс добычи углеводородов сопровождается уникальными, для каждого региона, эксплуатационными особенностями. Обширный перечень физико-химических показателей флюида, различная глубина залегания пластов, множество внутрипластовых осложняющих факторов добычи, различные климатические условия задают вектор развития нефтегазовой промышленности

для каждого региона.

Сегодня, наращиванию добычи углеводородного сырья, способствует открытие и разработка новых активов, идет стремительное освоение шельфовых и арктических залежей. Все это является двигателем развития промышленности, но необходимо помнить, что является фундаментом нефтегазовой отрасли, с чего все началось. Речь идет о зрелых активах нефтегазодобывающих Компаний РФ, запасы которых истощаются, а «вливания» капитальных вложений, для поддержания добычи нефти на текущем уровне, значительно увеличиваются.

2. Анализ проблематики

Основная доля зрелых активов РФ приходится на Волго-Уральский, Волго-Камский, Южный и

*E-mail: m-hab@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200581>

Северо-Кавказский регионы. Разрабатываемые месторождения находятся на 3-4 стадиях разработки, а добываемая продукция значительно обводнена. С целью поддержания добычи на текущем уровне, нефтяные компании вынуждены изыскивать новые горизонты для бурения скважин и проводить различные геолого-технические мероприятия [1-3] (ГТМ) по интенсификации добычи нефти, что способствует значительному увеличению объемов добываемой пластовой воды. Данный факт оказывает прямое, негативное влияние на существующую наземную инфраструктуру (объекты подготовки нефти и компримирования газа, поддержания пластового давления, обеспечения электроснабжения и др.) и инженерные сети.

Несмотря на различную специфику работы, организацию процесса добычи и подходов, все вышеперечисленные регионы объединяют схожие эксплуатационные проблемы. Наиболее распространенными осложняющими факторами являются превышение пропускной способности емкостного оборудования площадных объектов (далее ДНС, УПСВ, УПН), рост давления в системах сбора продукции и системах поддержания пластового давления (ППД) и поглощения подтоварной воды.

Данные факторы приводят к инфраструктурным ограничениям, которые приводят к невозможности проведения эксплуатационного бурения и ГТМ, следствием чего, наряду со значительными капитальными вложениями на поддержание работоспособности инфраструктуры, является снижение добычи нефти и экономической эффективности.

3. Решение проблематики

Одним из эффективных методов сокращения эксплуатационных затрат на зрелых нефтедобывающих активах является проведение реинжиниринга [4-6] объектов наземной инфраструктуры.

Выполнение мероприятий реинжиниринга позволяют оптимизировать производственный процесс, разгрузить действующие площадные объекты, систему сбора, снизить гидравлические потери на транспортировку нефти и закачку подтоварной воды. Разработка программы реинжиниринга выполняется с учетом оценки перспективности и выбора наиболее оптимальных мероприятий, используя сценарное планирование [7].

В рамках анализа [8-10] влияния на производственный процесс определено 4 основных направления реинжиниринга на зрелом активе, которые являются фундаментом производственного процесса в части наземной инфраструктуры.

4. Организация раннего (кустового) сброса пластовой воды

Как скважина в процессе нефтедобычи является отправной точкой транспортировки продукции, так и организация раннего сброса воды выступает в роли начального этапа оптимизации производственного процесса. Данные мероприятия направлены на разгрузку системы сбора и площадных объектов, предотвращение реверсной транспортировки балластной воды «скважина – объект подготовки нефти – скважина». Учитывая, что на зрелых активах эмульсия прямого типа, т.е. нефть в воде, значительный объем отделившейся на УПСВ воды направляют обратно на месторождение для целей ППД или погло-

щения в водоносный горизонт. Данное «плечо» способствует дополнительному потреблению электроэнергии на транспортировку пластовой воды от источника до объекта закачки. Также, увеличение добычи пластовой воды оказывает значительное влияние на рост давления в системе сбора жидкости и напорных трубопроводах, по причине необходимости транспортировки балластного объема воды, образованного ввиду отсутствия технической возможности ее сброса в нагнетательные и поглощающие скважины.

Для организации раннего сброса, наиболее эффективными решениями являются установки предварительного сброса пластовой воды (КДФТ) (рис. 1), модульные (временные) объекты для разделения эмульсии, скважинные УПСВ (ШПСВ) (рис. 2), подбор которых осуществляется на основании физико-химических данных, обводненности и объема эмульсии, а также, исходя из оперативности организации раннего сброса.

В связи с отсутствием технологии ШПСВ в перечне типовых проектных решений, о конструктиве и принципах работы технологии подробнее.

ШПСВ представляет собой горную выработку, глубиной до 150 м и диаметром эксплуатационной колонны (э/к) не более 426 мм. Технические характеристики определяются в зависимости от входящего объема жидкости и необходимого объема сброса воды. ШПСВ включает в себя эксплуатационную колонну (до 150 м), трубную вставку (15-30 м) и насосно-компрессорную трубу (длина определяется с учетом обеспечения ЗУМПФ). Жидкость поступает между трубной вставкой и НКТ, далее в кольцевое простран-

ство э/к, где осуществляется гидродинамический отстой воды.

Для определения производительности ШПСВ и качества сбрасываемой воды определяем действующие на капли нефти силы [11]: сила внутреннего трения между движущимися частицами (закон Стокса):

$$R = 3\pi\mu_n\omega_n, \quad (1)$$

и движущая сила процесса осаждения:

$$P = \pi d^3 g (\rho_w - \rho_n), \quad (2)$$

где μ_n – вязкость нефти, Па·с; ω_n – скорость поднятия капли, м/с; d – диаметр капли нефти, м; g – ускорение свободного падения, м/с²; ρ_w , ρ_n – соответственно плотность воды и нефти, кг/м³.

В установившемся режиме течения жидкости данные силы будут равны, соответственно скорость поднятия капли нефти будет рассчитываться по формуле:

$$\omega_n = d^2 g (\rho_w - \rho_n) / 18\mu_n, \quad (3)$$

Реализация вышеобозначенных мероприятий позволит снизить давление в системах трубопроводов и разгрузить площадные объекты.

Экономический эффект достигается за счет экономии электроэнергии на реверсивную транспортировку балластной воды, возможности проведения дополнительных ГТМ, в виду высвобождения мощности емкостного оборудования. Также сократятся капитальные вложения на расширение емкостного оборудования, производительности насосных станций и объектов энергетики [12-14].

5. Сокращение перекачки балластной воды и оптимизация схем сбора и подготовки нефти

Данное направление, как правило, реализуется на объектах подготовки с превышением проектной производительности емкостного оборудования, ограничением по производительности насосов внешнего транспорта, а также ростом давления в напорном трубопроводе по причине транспортировки большого объема балластной воды [15-17].

С целью решения данных проблем разрабатываются мероприятия по переобвязке существующего оборудования с целью определения оптимального режима подготовки нефти и воды, либо расширению парка емкостного оборудования (рис.3), а также разрабатываются мероприятия по углублению сброса воды на объектах.

Данные мероприятия реализуются за счет работы с насосным оборудованием. Размещение более производительного насосного оборудования на существующих объектах, как правило, невозможно по техническим причинам, активно применяются дожимные шурфные установки (стендовые скважины), оснащенные установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН).

Применение данной технологии повышает вариативность размещения технического решения. Размещение возможно как на территории объекта с организацией высоконапорной схемы закачки, так и непосредственно на месторождениях [18-20].

Размещение шурфов на месторождениях способствует организации низконапорной закачки, т.е. транспортировка воды от площадочного объекта до шурфа осуществляется под давлением сепарации, что позволяет значительно снизить давление в системе водоводов, повысить его надежность и снизить экологические риски от возможной разгерметизации трубопровода [21].

Экономический эффект достигается за счет сокращения потребления электроэнергии на перекачку балластной воды, а также возможности наращивания добычи, чему способствует углубление сброса подтоварной воды от проводимых мероприятий.

6. Вывод объектов из эксплуатации

При длительной эксплуатации месторождений, несмотря на проводимые ГТМ, со временем наблюдается снижение объема добычи жидкости. Нагрузка на систему сбора, подготовки и транспортировки, эксплуатируемая при «пиковых» уровнях добычи, постепенно снижается, что дает возможность оценки направления на предмет оптимизации затрат [22-24].

Данный раздел реинжиниринга инфраструктуры направлен на вывод (рис.4) из эксплуатации площадных объектов или незадействованного оборудования.

Данный вид мероприятий направлен на оптимизацию эксплуатационных и капитальных затрат на эксплуатацию объектов.

Наиболее актуальным направлением проведения данного вида реинжиниринга является вывод из эксплуатации дожимных, блочных кустовых насосных станций, избыточного емкостного оборудования.

Результатом реализации мероприятий по данному направлению является снятие необходимости вкладывать денежные средства в поддержание работоспособности данных объектов и исключить операционные затраты на эксплуатацию выводимых объектов [25-27].

Рис. 4. Схема размещения эксплуатации площадных объектов

7. Оптимизация системы ППД и поглощения и Высокие гидравлические потери в нефтесборных трубопроводах, системе ППД и поглощения

Трубопроводная система является, своего рода, «кровеносными сосудами» нефтегазовой промышленности и обеспечивают ключевую стратегическую задачу, транспортировку нефти, газа и утилизацию/закачку балластной воды. Как и любой механизм, система трубопроводов требует модернизации и оптимизации.

Наименее затратными, с точки зрения капитальных вложений и сроков реализации, являются мероприятия реинжиниринга по оптимизации трубопроводных систем и снижению гидравлических потерь при транспортировке продукции [28,29].

Как правило, на зрелых активах, сброс воды в поглощающий и нагнетательный фонд осуществляется по единой системе. Ввиду того, что давление закачки на скважинах ППД и поглощения значительно различается, в первую очередь рабочий агент пойдет по пути наименьшего сопротивления, то есть в поглощающий фонд. Данный факт может оказать негативное влияние на качество заводнения и привести к неэффективной закачке. Кроме того, в виду большого объема балластной воды, система водоводов будет подвергаться повышенному физическому воздействию,

что отразится на надежности трубопроводной системы, будут наблюдаться высокие гидравлические потери и увеличение потребления электроэнергии на закачку пластовой воды [30].

Во избежание вышеперечисленных осложняющих факторов, выполняются мероприятия по разведению (рис.5) потоков ППД и поглощения, строительство дублирующих линий – лупингов, расширению пропускной способности действующих трубопроводов, путем замены на больший диаметр.

Также, для регулирования транспортировки продукции насосные агрегаты оснащаются частотными или высоковольтными частотными регулируемые приводами (ЧРП/ВЧРП), которые позволяют регулировать частоту вращения вала насосного агрегата, в зависимости от давления в системе [31-34].

Данный спектр действий позволит стабилизировать давление и повысить надежность трубопроводной системы.

Решение проблемы высоких гидравлических потерь за счет обеспечения оптимальной пропускной способности трубопроводов в комплексе с ЧРП/ВЧРП позволит достичь экономической эффективности за счет снижения затрат на электроснабжение насосных агрегатов, а также наращивания добычи нефти ввиду углубления сброса подтоварной воды [35-38].

Рис. 5. Мероприятия по разведению потоков ППД и поглощения, строительство дублирующих линий – лупингов, расширению пропускной способности действующих трубопроводов, путем замены на больший диаметр

Выводы

Экономическая и технологическая эффективность от мероприятий реинжиниринга инфраструктуры для каждого региона индивидуальна, и напрямую зависит от объемов добычи нефти, воды и состояния наземной инфраструктуры.

Описанные направления реинжиниринга инфраструктуры, в совокупности представляют собой эффективный инструмент по оптимизации эксплуатационных, капитальных затрат, повышению надежности технологического оборудования, снятию инфраструктурных ограничений, что способствует достижению поставленной задачи – поддержанию добычи нефти на зрелых активах.

Литература

1. Гилаев, Г. Г. (2004). Управление технологическими процессами по интенсификации добычи нефти. *Нефтяное хозяйство*, 10, 74-77.
2. Цыкин, И. В., Завьялов, О. В., Соловей, Н. С. (2011). Унификация работ по реинжинирингу инфраструктуры зрелых месторождений. *Трубопроводный транспорт*, 5 (27), 4-6.
3. Rodriguez, W. A., Colina, J., Montero, L., et al. (1997, October). Re-engineering tank farms. SPE-38818-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
4. Смыслов, В. А., Мелешко, М. С., Чаплыгина, Т. П. и др. (2016). Математические подходы к решению задач реинжиниринга. *Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»*, 80-84.
5. Хабибуллин, М. Я. (2019). Систематизированный подход к методам закачки воды в нагнетательные скважины. *Нефтегазовое дело*, 17(3), 80-86.
6. Гилаев, Г. Г., Гладунов, О. В., Исмаилов, А. Ф. и др. (2015). Оптимизация состава сооружений как элемент управления затратами при обустройстве нефтяных месторождений. *Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»*, 3 (40), 78-80.
7. Гилаев, Г. Г., Гладунов, О. В., Гришагин, А. В. и др. (2016). Повышение достоверности экономических оценок мероприятий по оптимизации сооружений при наземном обустройстве нефтяных одиночных скважин. *Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»*, 2 (43), 53-55.
8. Khabibullin, M. Ya. (2019). Development of the design of the sucker-rod pump for sandy wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560(1), 012065.
9. Хабибуллин, М. Я. (2020). Увеличение эффективности разделения жидких систем при сборе пластовой жидкости. *Нефтегазовое дело*, 18(2), 64-71.
10. Гилаев, Ген. Г., Хабибуллин, М. Я., Гилаев, Г. Г. (2020). Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области. *Нефтяное хозяйство*, 8, 54-57.
11. Глущенко, В. Н., Пташко, О. А., Харисов, Р. Я., Денисова, А. В. (2010). Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. *Уфа: Гилем*.
12. Kadochnikova, L. M., Pichugin, O. N., Chebakov, A. A. (2002). Analytical technique for gel treatment prediction of production and injection wells in a stratified reservoir. *Iranian Journal of Science & Technology. Transaction B*, 26(B2), 205-216.
13. Аббасов, Э. М., Агаева, Н. А. (2014). Распространение упругих волн, создаваемых в жидкости, с учетом динамической связи системы пласт-скважина. *SOCAR Proceedings*, 1, 77-84.
14. Коннов, Ю. Д., Сидоркин, Д. И., Хабибуллин, М. Я. (2018). Механизация технологического процесса спускоподъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин. *SOCAR Proceedings*, 2, 15-24.
15. Сулейманов, Б. А., Аббасов, Э. М. (2010). Восстановление забойного давления при вытеснении нефти водой с учетом мгновенного прекращения притока в скважину. *SOCAR Proceedings*, 2, 20-24.
16. Zaichenko, A. Yu., Glazov, S. V., Salgansky, E. A. (2017). Filtration combustion of viscous hydrocarbon liquids. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 51(5), 673-679.
17. Orlov, M. S., Roschin, P. V., Struchkov, I. A., Litvin, V. T. (2015). The application of x-ray micro computed tomography (micro-CT) of core sample for estimation of physicochemical treatment efficiency. SPE-176600-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
18. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е., Дубинский, Г. С. и др. (2016). Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт. *SOCAR Proceedings*, 3, 46-51.
19. Nsoga, V. N., Hona, J., Pemha, E. (2017). Numerical simulation of heat distribution with temperature-dependent thermal conductivity in a two-dimensional liquid flow. *International Journal*

of *Nonlinear Sciences and Numerical Simulation*, 18(6), 507-513.

20. Литвин, В. Т., Стрижнев, К. В., Шевчук, Т. Н., Роцин, П. В. (2018). Кислотная обработка призабойной зоны пласта баженовской свиты после проведения гидроразрыва пласта. *Нефтяное хозяйство*, 4, 70-73.

21. Рабаев, Р. У., Бахтизин, Р. Н., Султанов, Ш. Х. и др. (2020). Обоснование применения технологии кислотного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах газоконденсатных месторождений морского шельфа. *SOCAR Proceedings*, 4, 60-67.

22. Султанмагомедов, Т. С., Бахтизин, Р. Н., Султанмагомедов, С. М. (2020). Исследование перемещений трубопровода в многолетнемерзлых грунтах. *SOCAR Proceedings*, 4, 75-83.

23. Моисеев, К. В., Кулешов, В. С., Бахтизин, Р. Н. (2020). Свободная конвекция линейно неоднородной жидкости в квадратной полости при боковом нагреве. *SOCAR Proceedings*, 4, 108-116.

24. Гилаев, Ген. Г., Хабибуллин, М. Я., Гилаев, Г. Г. (2020). Основные аспекты использования кислотного геля для закачки проппанта во время работ по гидроразрыву пласта на карбонатных коллекторах в Волго-Уральском регионе. *SOCAR Proceedings*, 4, 33-41.

25. Бахтизин, Р. Н., Каримов, Р. М., Мастобаев, Б. Н. (2016). Обобщенная кривая течения и универсальная реологическая модель нефти. *SOCAR Proceedings*, 2, 43-49.

26. Khabibullin, M. Ya. (2019). Development of the design of the sucker-rod pump for sandy wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560(1), 012065.

27. Khabibullin, M. Ya., Suleimanov, R. I. (2018). Selection of optimal design of a universal device for nonstationary pulse pumping of liquid in a reservoir pressure maintenance system. *Chemical and Petroleum Engineering*, 54(3-4), 225-232.

28. Ямалетдинова, К. Ш., Халадов, А. Ш., Дудников, Ю. В. и др. (2017). Эффективность кислотных обработок нагнетательных скважин. *Успехи современного естествознания*, 12, 278-283.

29. Гилаев, Г. Г., Горбунов, В. В., Кузнецов, А. М. и др. (2012). Повышение эффективности использования химических реагентов в ОАО НК «Роснефть». *Нефтяное хозяйство*, 11, 22-24.

30. Assem, A. I., Nasr-El-Din, H. A., De Wolf, C. A. (2013, June). Formation damage due to iron precipitation in carbonate rocks. SPE-165203-MS. In: *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

31. Гилаев, Г. Г., Манасян, А. Э., Федорченко, Г. Д. и др. (2013). Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса самарской области: история открытия и перспективы поиска. *Нефтяное хозяйство*, 10, 38-40.

32. Rady, A., Nasr-El-Din, H. A. (2015, October). Iron precipitation in calcite, dolomite and sandstone cores. SPE-176574-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers.

33. Rabie, A. I., Nasr-El-Din, H. A. (2015, March). Sodium gluconate as a new environmentally friendly iron controlling agent for HP/ HT acidizing treatments. SPE-172640-MS. In: *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers.

34. Литвин, В. Т., Стрижнев, К. В., Роцин, П. В. (2015). Особенности строения и интенсификации притоков нефти в сложных коллекторах баженовской свиты Пальяновского месторождения. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 10(3).

35. Bale, A., Smith, M. B., Klein, H. H. (2010, September). Stimulation of carbonates combining acid fracturing with proppant (CAPF): A revolutionary approach for enhancement of sustained fracture conductivity and effective fracture halflength. SPE-134307-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

36. Здолюник, С. Е., Некипелов, Ю. В., Гапонов, М. А. (2016). Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК «Башнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 92-95.

37. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133-1140.

38. Vong, C. M., Wong, P. K., Li, Y. P. (2006). Prediction of automotive engine power and torque using least squares support vector machines and Bayesian inference. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 19(3), 277-287.

Reference

1. Gilaev, G. G. (2004). Control of technological processes for the intensification of oil production. *Oil Industry*, 10, 74-77.

2. Tsykin, I. V., Zavyalov, O. V., Nightingale, N. S. (2011). Unification of work on reengineering of infrastructure of mature fields. *Pipeline Transport*, 5 (27), 4-6.

3. Rodriguez, W. A., Colina, J., Montero, L., et al. (1997, October). Re-engineering tank farms. SPE-38818-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

4. Smyslov, V. A., Meleshko, M. S., Chaplygina, T. P., et al. (2016). Mathematical approaches to solving reengineering problems. *Scientific and Technical Bulletin of OAO NK Rosneft*, 80–84.
5. Khabibullin, M. Ya. (2019). A systematic approach to the methods of water injection into injection wells. *Oil and Gas Business*, 17 (3), 80-86.
6. Gilaev, G. G., Gladunov, O. V., Ismagilov, A. F., et al. (2015). Optimization of the composition of structures as an element of cost management in the development of oil fields. *Scientific and Technical Bulletin of OJSC «NK «Rosneft»*, 3 (40), 78-80.
7. Gilaev, G. G., Gladunov, O. V., Grishagin, A. V., et al. (2016). Increasing the reliability of economic assessments of measures to optimize structures for surface construction of single oil wells. *Scientific and Technical Bulletin of OJSC «NK «Rosneft»*, 2 (43), 53-55.
8. Khabibullin, M. Ya. (2019). Development of the design of the sucker-rod pump for sandy wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560(1), 012065.
9. Khabibullin, M. Ya. (2020). Increasing the efficiency of separation of fluid systems when collecting formation fluid. *Oil and Gas Business*, 18 (2), 64-71.
10. Gilaev, Gen. G., Khabibullin, M. Ya., Gilaev, G. G. (2020). Prospects for the use of acid gel for proppant injection in the process of hydraulic fracturing of carbonate formations in the Samara region. *Oil Industry*, 8, 54-57.
11. Glushchenko, V.N., Ptashko, O.A., Kharisov, R. Ya., Denisova, A.V. (2010). Acid treatments: compositions, reaction mechanisms, design. *Ufa: Gilem*.
12. Kadochnikova, L. M., Pichugin, O. N., Chebakov, A. A. (2002). Analytical technique for gel treatment prediction of production and injection wells in a stratified reservoir. *Iranian Journal of Science & Technology. Transaction B*, 26(B2), 205-216.
13. Abbasov, E. M., Agaeva, N. A. (2014). Propagation of elastic waves generated in a fluid, taking into account the dynamic connection of the reservoir-well system. *SOCAR Proceedings*, 1, 77-84.
14. Konnov, Yu. D., Sidorkin, D. I., Khabibullin, M. Ya. (2018). Mechanization of the technological process of tripping operations during the current and overhaul of wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 15-24.
15. Suleimanov, B. A., Abbasov, E. M. (2010). Bottom hole pressure recovery when oil is displaced by water, taking into account the non-instantaneous cessation of flow into the well. *SOCAR Proceedings*, 2, 20-24.
16. Zaichenko, A. Yu., Glazov, S. V., Salgansky, E. A. (2017). Filtration combustion of viscous hydrocarbon liquids. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 51(5), 673-679.
17. Orlov, M. S., Roschin, P. V., Struchkov, I. A., Litvin, V. T. (2015). The application of x-ray micro computed tomography (micro-CT) of core sample for estimation of physicochemical treatment efficiency. SPE-176600-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
18. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E., Dubinsky, G. S., et al. (2016). Using the principles of system geological and technological forecasting in substantiating reservoir stimulation methods. *SOCAR Proceedings*, 3, 46-51.
19. Nsoga, V. N., Hona, J., Pemha, E. (2017). Numerical simulation of heat distribution with temperature-dependent thermal conductivity in a two-dimensional liquid flow. *International Journal of Nonlinear Sciences and Numerical Simulation*, 18(6), 507-513.
20. Litvin, V. T., Strizhnev, K. V., Shevchuk, T. N., Roshchin, P. V. (2018). Acid treatment of the bottomhole formation zone of the Bazhenov formation after hydraulic fracturing. *Oil Industry*, 4, 70-73.
21. Rabaev, R. U., Bakhtizin, R. N., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2020). Substantiation of application of acid fracturing technology in carbonate reservoirs of offshore gas condensate fields. *SOCAR Proceedings*, 4, 60-67.
22. Sultanmagomedov, T. S., Bakhtizin, R. N., Sultanmagomedov, S. M. (2020). Study of pipeline movements in permafrost soils. *SOCAR Proceedings*, 4, 75-83.
23. Moiseev, K. V., Kuleshov, V. S., Bakhtizin, R. N. (2020). Free convection of a linearly inhomogeneous liquid in a square cavity under lateral heating. *SOCAR Proceedings*, 4, 108-116.
24. Gilaev, Gen. G., Khabibullin, M. Ya., Gilaev, G. G. (2020). The main aspects of using acid gel for proppant injection during hydraulic fracturing operations on carbonate reservoirs in the Volga-Ural region. *SOCAR Proceedings*, 4, 33-41.
25. Bakhtizin, R. N., Karimov, R. M., Mastobaev, B. N. (2016). Generalized flow curve and universal rheological model of oil. *SOCAR Proceedings*, 2, 43-49.
26. Khabibullin, M. Ya. (2019). Development of the design of the sucker-rod pump for sandy wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560(1), 012065.
27. Khabibullin, M. Ya., Suleimanov, R. I. (2018). Selection of optimal design of a universal device for nonstationary pulse pumping of liquid in a reservoir pressure maintenance system. *Chemical and Petroleum Engineering*, 54(3-4), 225–232.
28. Yamaletdinova, K. Sh., Khaladov, A. Sh., Dudnikov, Yu. V., et al. (2017). Efficiency of acid treatment of injection wells. *Successes of modern natural science*, 12, 278-283.

29. Gilaev, G. G., Gorbunov, V. V., Kuznetsov, A. M., et al. (2012). Improving the efficiency of using chemical reagents at Rosneft. *Oil Industry*, 11, 22-24.
30. Assem, A. I., Nasr-El-Din, H. A., De Wolf, C. A. (2013, June). Formation damage due to iron precipitation in carbonate rocks. SPE-165203-MS. In: *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*
31. Gilaev, G. G., Manasyan, A. E., Fedorchenko, G. D. et al. (2013). Oil deposits in carbonate deposits of the Famennian stage of the Samara region: history of discovery and prospect of prospecting. *Oil Industry*, 10, 38-40.
32. Rady, A., Nasr-El-Din, H. A. (2015, October). Iron precipitation in calcite, dolomite and sandstone cores. SPE-176574-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
33. Rabie, A. I., Nasr-El-Din, H. A. (2015, March). Sodium gluconate as a new environmentally friendly iron controlling agent for HP/ HT acidizing treatments. SPE-172640-MS. In: *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers*.
34. Litvin, V. T., Strizhnev, K. V., Roshchin, P. V. (2015). Features of the structure and intensification of oil inflows in complex reservoirs of the Bazhenov formation of the Palyanovskoye field. *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*, 10 (3).
35. Bale, A., Smith, M. B., Klein, H. H. (2010, September). Stimulation of carbonates combining acid fracturing with proppant (CAPF): A revolutionary approach for enhancement of sustained fracture conductivity and effective fracture halflength. SPE-134307-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
36. Zdolnik, S. E., Nekipelov, Yu. V., Gaponov, M. A. (2016). Implementation of new technologies for hydraulic fracturing at carbonate facilities of the fields of PJSC ANK Bashneft. *Oil Industry*, 7. 92-95.
37. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133-1140.
38. Vong, C. M., Wong, P. K., Li, Y. P. (2006). Prediction of automotive engine power and torque using least squares support vector machines and Bayesian inference. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 19(3), 277-287.

Совершенствование инфрастутуры нефтегазодобычи, как эффективный инструмент поддержания базовой добычи нефти и газа

Г.Г. Гилаев¹, М.Я. Хабибуллин², Р.Н. Бахтизин³

¹Кубанский государственный технологический университет,
Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия;

²Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьский, Россия;

³Уфимский государственный нефтяной
технический университет, Уфа, Россия

Реферат

Современный мир является сложнейшим механизмом, в котором каждый процесс, направление, сфера деятельности, несмотря на визуальные различия, в конечном итоге создают единый сложный элемент, направленный на обеспечение жизнедеятельности человека. Одним из ключевых процессов, протекающих на планете, является добыча углеводородного сырья. В статье предлагается рассмотреть решение, которое поспособствует обеспечению эффективности процессов нефтегазодобычи, позволит продлить жизненный цикл зрелых нефтегазодобывающих активов Российской Федерации и продлить их экономическую рентабельность.

Экономическая и технологическая эффективность от мероприятий реинжиниринга инфраструктуры для каждого региона индивидуальна, и напрямую зависит от объемов добычи нефти, воды и состояния наземной инфраструктуры. Описанные направления реинжиниринга инфраструктуры, в совокупности представляют собой эффективный инструмент по оптимизации эксплуатационных, капитальных затрат, повышению надежности технологического оборудования, снятию инфраструктурных ограничений, что поспособствует достижению поставленной задачи – поддержанию добычи нефти на зрелых активах.

Ключевые слова: объекты подготовки нефти, компримирования газа, поддержания пластового давления, обеспечения электроснабжения, инженерные сети, эксплуатационные затраты, проведение реинжиниринга.

Neft və qazın baza hasilatının saxlanması üçün effektiv alət kimi neft və qaz hasilatı infrastrukturunun təkmilləşdirilməsinin istifadəsi

Q.Q. Qilayev¹, M. Y. Xabibullin², R.N. Baxtizin³

¹Kuban Dövlət Texnologiya Universiteti,
Neft Qaz və Energetika İnstitutu, Krasnodar, Rusiya;

²Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin filialı, Oktyabrsk, Rusiya;

³Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə neft və qaz hasilatı proseslərinin səmərəliliyinin təmin edilməsinə, Rusiya Federasiyasının yetkin neft və qaz hasilatı aktivlərinin həyat dövrünün uzadılmasına və onların iqtisadi rentabelliyyəsinin artırılmasına imkan verə bilən həllərin nəzərdən keçirilməsi təklif olunur. Hər bir region üçün infrastrukturun reinjiniinq (yenidən qurulma) tədbirlərindən əldə edilən iqtisadi və texnoloji səmərəlilik fərdidir və birbaşa neft, su hasilatının həcmindən və yerüstü infrastrukturun vəziyyətindən asılıdır. İnfrastruktur reinjiniinqinin təsvir olunan istiqamətləri, ümumilikdə, istismar və kapital xərclərinin optimallaşdırılması, texnoloji avadanlığın etibarlılığının artırılması, infrastruktur məhdudiyyətlərinin aradan qaldırılması üzrə effektiv alətdir və qarşıya qoyulmuş məqsədə nail olunmasına – yetkin aktivlərdə neft hasilatının saxlanılmasına imkan verir.

Açar sözlər: neftin hazırlanması obyektləri; qazın yığılması; lay təzyiqinin saxlanması; elektrik təchizatının təmin edilməsi; mühəndis şəbəkələri; istismar xərcləri; reinjiniinqin aparılması.