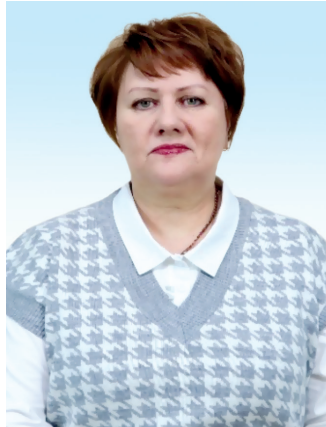


УДК 622.276.6; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-1.10>
<https://orcid.org/0000-0002-5610-6774>
<https://orcid.org/0000-0002-6485-9477>
<https://orcid.org/0000-0003-2236-0333>
<https://orcid.org/0000-0001-5593-5610>
<https://orcid.org/0009-0003-7838-7217>

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК



С.З. АХМЕТЖАН,
кандидат технических наук,
samal.zakey@mail.ru



Л.А. ЧУРИКОВА,
кандидат технических наук,
koaffl@mail.ru



А.Н. МУКАМБЕТКАЛИЕВА,
магистр технических наук,
ainash_m_89@mail.ru



М.Қ. КИИКБАЕВ,
магистр технических наук,
manas.kiikbayev@gmail.com



Л.Т. ШУЛАНБАЕВА,
кандидат технических наук,
Sh.laura@mail.ru

ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКИЙ ИННОВАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ,
Республика Казахстан, 090001, г. Уральск, пр. Н. Назарбаева, 208

Рассматриваются вопросы увеличения дебита добывающих скважин за счет увеличения проницаемости призабойной зоны нагнетательных скважин обработкой соляной кислотой на примере месторождения Карачаганак. Месторождение Карачаганак является крупнейшим газодобывающим месторождением в Казахстане и имеет рекордные показатели по добыче, составляющие почти 45 % всего газа и 16 % всех жидких углеводородов, добываемых в стране. Рециркуляция осушенного газа для максимального увеличения добычи конденсата приводит к максимальному извлечению.

В ходе исследования было выявлено, что наивысший прирост добычи достигается за счет закачки газа сепарации во второй объект. Показан поиск подходящих методов симуляции коллектора с учетом его фильтрационно-емкостных свойств. Работа симулятора основана на использовании численных методов моделирования пласта – разбивки пласта на дискретное число участков в трехмерном пространстве и определения поведения пласта и флюида для заданных условий. Рассмотрен сценарий улучшения эффективности обратной закачки сухого газа путем проведения кислотной обработки нагнетательных скважин на примере месторождения Карачаганак.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Карачаганак, добыча, закачка газа, жидкие углеводороды, нагнетательная скважина, кислотная обработка, коллектор, симулятор.

ҚАРАШЫҒАНАҚ КЕН ОРНЫНДА СҰЙЫҚ КӨМІРСУТЕКТЕР ӨНДІРУДІ ҰЛҒАЙТУ ҮШІН АЙДАУ ҰҢҒЫМАЛАРЫН ҚАРҚЫНДАТУ

С.З. АХМЕТЖАН, техника ғылымдарының кандидаты, samal.zakey@mail.ru

Л.А. ЧУРИКОВА, техника ғылымдарының кандидаты, koaffi@mail.ru

А.Н. МУКАМБЕТКАЛИЕВА, техника ғылымдарының магистрі, ainash_m_89@mail.ru

М.Қ. КИКБАЕВ, техника ғылымдарының магистрі, manas.kiikbayev@gmail.com

Л.Т. ШУЛАНБАЕВА, техника ғылымдарының кандидаты, Sh.laura@mail.ru

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН ИННОВАЦИЯЛЫҚ-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 090001, Орал қ., Н.Назарбаев даңғылы, 208

Мақалада газ айдаушы ұңғымалардың түп маңы аймағындағы өткізгіштігін арттыру арқылы өндіру ұңғымалардың шығынын көтеру мәселесі талқыланады.

Қарашығанақ кен орны Қазақстандағы ең ірі газ өндіруші кен орны болып табылады және елдегі өндірілген барлық сұйық көмірсутектердің шамамен 45 пайызын және барлық сұйық көмірсутектерінің 16 пайызын рекордтық көрсеткішке ие. Келтірілген газды жүйенің проблемаларын барынша кеңейту үшін қайта іске қосу бағдарламалық жасақтама бағдарламалық жасақтамааның басқа компоненттерімен сәйкес келетін ең үлкен экстракцияға ықпал етеді, бұл экстракцияның ең жоғары жылдамдығы екіншісінде газды сепарациялау арқылы қол жеткізіледі.

Модельдеудің сандық әдістерін қолдануға негізделген симулятор – пластинаның үш өлшемді кеңістіктегі дискреттік саны бойынша бөліктері және белгіленген шарттарға арналған пластина мен сұйықтықтың мінез-құлқының анықталуы. Мысалы, Қарашығанақ кен орнында ұңғымаларды қышқылдық өңдеу арқылы құрғақ газдың кері ағысының тиімділігін арттыруды зерттейді.

Өнімді коллекторды оның сыйымдылық сүзбелену қасиеттерін ескере отырып симуляцияға сәйкес әдістерді іздеу жолдары қарастырылған.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: Қарашығанақ, газды өндіру, газды айдау, сұйық көмірсутектер, инъекциялық ұңғымалар, қышқылмен өңдеу, резервуар, тренажер.

INTENSIFICATION OF INJECTION WELLS TO INCREASE PRODUCTION OF LIQUID HYDROCARBONS AT THE KARACHAGANAK FIELD

S. AKHMETZHAN, Candidate of Technical Sciences, samal.zakey@mail.ru

L. CHURIKOVA, Candidate of Technical Sciences, koaffl@mail.ru

A. MUKHAMBETKALIEVA, Master of Technical Sciences, ainash_m_89@mail.ru

M. KIIKBAYEV, Master of Technical Sciences, manas.kiikbayev@gmail.com

L. SHULANBAYEVA, Candidate of Technical Sciences, Sh.laura@mail.ru

WEST KAZAKHSTAN UNIVERSITY OF INNOVATION AND TECHNOLOGY
Republic of Kazakhstan, 090001, Uralsk, N.Nazarbayev Ave., 208

The article discusses the increase in production wells at the expense of increasing the permeability of the bottomhole zone of the injection wells by treating with hydrochloric acid in the example of the reservoir.

The Karachaganak field is the largest gas producing field in Kazakhstan and has record production figures of almost 45 percent of all gas and 16 percent of all liquid hydrocarbons produced in the country. Retsipkulyatsiya osushennogo gaza for maksimalnogo uvelicheniya dobychi kondensata ppivodit to maksimalnomu izvlecheniyu, spavnivaya etot agent CO vsemi d.puguyu pabochimi agentami, možhno otmetit chto naivysshy ppi post dobychi dostigaetsya za schet zakachki gaza sepapatsii vo second obekt. Simulator of the use of the overarching of the nomer Scenario of improving the efficiency of the dry gas pumping of the gas through the acidification of the well in the well in the wake of the center of the wagons at the center of the day at the wagons in the world. The search for suitable methods of reservoir simulation with regard to its reservoir properties is shown.

KEY WORDS: Karachaganak, gas production, gas injection, liquid hydrocarbons, injection well, acid treatment, reservoir, simulator.

И ведение. Разработка нефтяных месторождений в Республике Казахстан играет важную роль в энергетической структуре.

«Казахстан планирует в 2024 году добыть 90,3 млн тонн нефти», – говорится в сообщении МинЭнерго. По данным Министерства энергетики Республики Казахстан, добыча нефти в 2023 году составила 90 млн тонн, это 106,7 процента к 2022 году. Добыча нефти по трем крупным проектам составит 53,9 млн тонн, в том числе на месторождении Кашаган – 13,2 млн тонн, на Тенгизе – 28,6 млн тонн, на Карачаганаке – 12,1 млн тонн.

Сегодня Карачаганак является крупнейшим газодобывающим месторождением в Казахстане и имеет рекордные показатели по добыче, составляющие почти 45 процентов всего газа и 16 процентов всех жидких углеводородов, добываемых в стране.

С начала действия ОСРП на месторождении добыто порядка 155 млн тонн жидких углеводородов и более 196 млрд м³ газа. Обратная закачка газа в пласт за аналогичный период времени составила порядка 74 млрд м³.

На Карачаганакском месторождении продуктивными являются подсолевые карбонатные отложения раннепермского и каменноугольного возраста, мощность которых в пределах месторождения составляет 2000 м и более. Тип залежи – массивная. Залежь экранируется галогенно-терригенной покрывкой из пород кунгурского возраста [1].

Коллекторские свойства пород месторождения невысокие. Пористость продуктивных пластов составляет 10-13 %. Коллекторы представлены известняками, доломитами и их переходными разностями. Тип коллектора – поровый, порово-трещинный, кавернозный. преобладание карбонатных трещиноватых коллекторов с высоким газовым фактором и большим содержанием сероводорода, близость ВНК и ГНК, низкие пластовые температуры, значительная истощенность резервуаров существенно ограничивают применение традиционных технологий интенсификации добычи.

Большое количество методов, применяемых для оптимизации системы разработки, направлены на интенсификацию отборов. По данной причине ухудшается энергетическое состояние пласта [2].

На *рисунке 1* показано распределение пластовых жидких углеводородов по объектам разработки на Карачаганакском месторождении (источник: модель КПО, адаптация модели с учетом фактических данных за 2011 г.). На газовую шапку приходится 65% запасов ЖУ (49% во 2-ом объекте +16% в 1-ом объекте), что подчеркивает то, что Карачаганак, главным образом, является газоконденсатным месторождением, а не нефтяным месторождением.

Следовательно, рециркуляция осушенного газа для максимального увеличения добычи конденсата приводит к максимальному извлечению ЖУ. Сравнивая, этот агент со всеми другими рабочими агентами, можно отметить, что наивысший прирост добычи достигается за счет закачки газа сепарации во 2-ой объект.

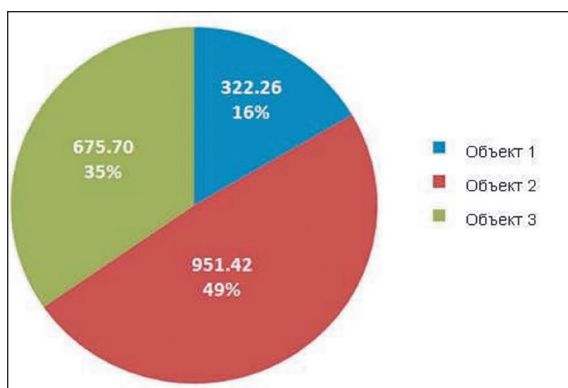


Рисунок 1 – Распределение пластовых ЖУ по объектам разработки на месторождении (млн ст. м³) – согласно Модели 2

Материалы и методы исследования. Согласно модели коллектора, наиболее эффективным является вариант закачки осушенного газа в газовую шапку (2-й объект). Это обусловлено следующими факторами:

- закачка во 2-й объект направлена на наибольшую часть пластовых ЖУ;
- удастся избежать преждевременного прорыва в добывающие скважины;
- коэффициент извлечения повышается за счет поддержания давления;
- извлечение дополнительного конденсата за счет повторного испарения.

Поэтому основным инструментом увеличения добычи можно назвать нагнетательные скважины, через которые обратно закачивается природный газ в пласт.

Места расположения существующих и новых нагнетательных скважин можно увидеть на *рисунке 2*. На сегодняшний день на месторождении функционируют 17 газонагнетательных скважин.

Результаты и обсуждение. Увеличение добычи до современных показателей потребовало от инженеров поиск подходящих методов для симуляции коллектора. В самом начале были выбраны 10 скважин, в которых кислота применялась для обработки призабойной зоны пласта (уменьшение скина). Для этого спускали гибкие НКТ для очистки стволов скважин и закачивали кислоту при низких расходах $0,1 \text{ м}^3/\text{мин}$ по большому продуктивному интервалу. Далее кислота в матриксе задавливалась в пласт при расходе $0,79 \text{ м}^3/\text{мин}$. Сразу же в первых скважинах наблюдалось повышение коэффициента продуктивности на 400 %. Но предельно большие интервалы привели к проблеме с традиционным задавливанием кислоты; как только кислота привела к раскрытию загрязненного участка пласта, этот участок поглотил оставшуюся кислоту.

Современные программные обеспечения (симуляторы) позволяют корректно делать прогнозные расчеты на период разработки, но тем не менее необходимо учитывать возможность несоответствия прогнозируемых результатов с реальным поведением резервуара.

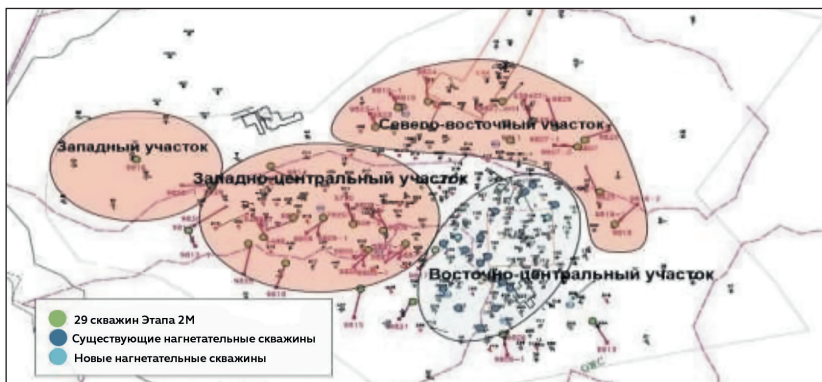


Рисунок 2 – Расширение системы закачки газа: исследуемые участки

Программа Eclipse, созданная компанией Schlumberger, способна учитывать всевозможные сложности в поведении резервуара и пластовых жидкостей и на сегодняшний день по праву является предпочтительным программным обеспечением, способным симулировать поведение уникальных и многогранных месторождений, каким является газоконденсатное месторождение Карачаганак.

Работа симулятора основана на использовании численных методов моделирования пласта – разбиения пласта на дискретное число участков в трехмерном пространстве и определения поведения пласта и флюида для заданных условий. Рассмотрен сценарий улучшения эффективности обратной закачки сухого газа путем проведения кислотной обработки нагнетательных скважин на примере месторождения Карачаганак. Используя исходные данные: пористость, проницаемость, пластовое давление, результаты исследования скважины и т.д., была построена 3-х мерная модель участка пласта, включающая в себя нагнетательную скважину и соседние добывающие скважины (*рисунок 3*).

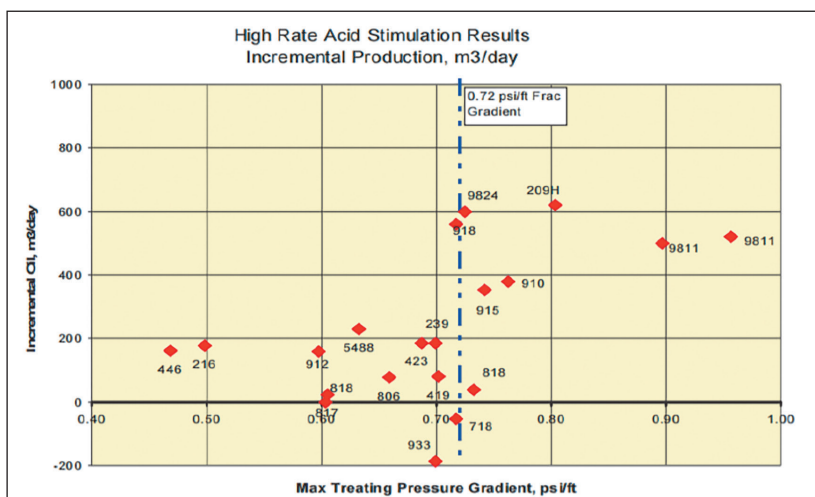


Рисунок 3 – Результаты интенсивной кислотной обработки (прирост добычи)

Заключение. Было принято решение провести кислотную обработку призабойной зоны пласта для увеличения приемистости скважины. Рекомендовано было закачать 28 % HCl большими расходами 600 л/м. В итоге, после изменения фильтрационно-емкостных параметров нагнетательной скважины, дополнительная добыча по нефти соседних двух добывающих скважин составила примерно 32000 м³ или 200000 баррелей, на самой скважине приемистость увеличилась на 35 %.


Еще одним направлением в интенсификации притока с использованием соляной кислоты было закачка самонаправляющейся кислоты с высоким расходом – свыше 4,8 м³/мин. Этот тип гелированной кислоты выедаёт ходы в карбонатном коллекторе, но в процессе обработки pH повышается и приводит к сшиванию и загустению флюидов. Вязкость кислоты возрастает, временно запечатывая ходы и направляя свежую кислоту на другие поврежденные участки пласта.

Карбонатные коллекторы близлежащих месторождений как западного Казахстана, так и России очень похожи (Оренбургское, Чинаревское, Рожковское и др.), поэтому в декабре 2015 года компанией «Газпромнефть-Оренбург» совместно со специалистами компании «Шлюмберже» успешно реализован проект по оптимизации кислотных обработок на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Суть метода заключалась в комбинации технологий матричной обработки открытого ствола скважины вязкоупругой самоотклоняющейся кислотой и классического метода кислотного многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) в карбонатном коллекторе. Реализация проекта позволила увеличить продуктивность скважины на 15% по сравнению с традиционной технологией кислотного МГРП.

Выводы. Уникальность работ, проведенных в рамках совместного проекта, обусловлена вовлечением открытого карбонатного ствола в результирующий дебит при эффективном размещении трещин кислотного ГРП в карбонатном коллекторе. Положительный эффект проекта, заключающийся в увеличении производительности скважин, достигается за счет приобщения микротрещиноватости и протравливания большего объема трещин [3].

На месторождении Карачаганак также применяют метод кислотного многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) в карбонатном коллекторе, но на добывающих скважинах.

Процессы поддержания и увеличения добычи углеводородов на каждом месторождении – один из важных моментов в разработке, так как благодаря им имеется возможность увеличить конечную КИН и, соответственно, уменьшить себестоимость нефти. На месторождении Карачаганак именно низкая себестоимость добычи нефти (около 4,3 долл./баррель) возводит проект в ранг одного из самых экономически эффективных нефтегазовых проектов в мире. Несмотря на значительное снижение мировых цен на нефть, это дает огромную возможность для дальнейшего устойчивого развития проекта, тем самым обеспечивая стабильный приток денежных поступлений в бюджет Республики Казахстан. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Технологическая схема Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения, 2019-2023г.г. URL:https://neftegaz.ru/tech_library/view/4450-Karachaganakskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie-NGKM. [Technological scheme of the Karachaganak oil and gas condensate field, 2019-2023]
- 2 Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Фэн Академии наук РТ, 2005. – 688 с. [Muslimov R.X. Modern methods of increasing oil recovery: design, optimization and efficiency assessment. – Kazan: Publishing house "Feng" of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2005. – 688 s.]
- 3 Титов И. В. Кислотный МГРП. Новаторский подход для карбонатных коллекторов // Нефтесервис. – 2016. – С. 44-56 URL:<https://ogjruussia.com/issues> [Titov I. V. Acidic MGRP. An innovative approach for carbonate reservoirs / I.V.Titov and [others] // Nefteservice. – 2016. – P. 44-56.]
- 4 Чурикова Л.А. Исследование методов эксплуатации скважин на месторождении Чинарево // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20, № 4. – С.55-64. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-4-55-64> [Churikova L.A. Investigation of well exploitation methods at the Chinarevo field / L.A.Churikova, S.Z.Akhmetzhan, N.N.Osipova // Oil and gas business. – 2022. – Vol. 20, No. 4. – P. 55-64]
- 5 N.Aldamzharov, S.Akhmetzhan, L.Churikova, Y.Aitaliyev, G.Gumarov, R.Mameshov, Y.Konashева «Analysis of Horizontal Well Operation at the Zhanazhol Deposit» // Journal of Ecological Engineering. – 2018. – Vol.19. – P. 25 – 32. <https://doi.org/10.12911/22998993/78750>
- 6 Samal Ahmetzhan, Larisa Churikova, Gulmira Kalesheva, Ainash Mukambetkaliyeva «A review study on an integrated method for solving problems associated with the re-development of waterflooded fields» // International Journal of GEOMATE. – 2023. – Vol. 25. – P.85-92. <https://doi.org/10.21660/2023.109.m2306>