

Ниязбекова А.Б., к.х.н., доцент высшей школы нефтяной, газовой и химической инженерии, руководитель, **основной автор**, <https://orcid.org/0000-0001-9388-9715>
НАО «Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана», 090009, ул. Жангир хана, 51, г. Уральск, Республика Казахстан, abnyazbekova@mail.ru
Бакытов Р.А., магистрант, ответственный исполнитель, <https://orcid.org/0000-0001-7169-6816>
НАО «Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана», 090009, ул. Жангир хана, 51, г. Уральск, Республика Казахстан, bakitov.rustam.42@gmail.com

Niyazbekova A.B., Ph.D., Associate Professor of the Higher School of Oil, Gas and Chemical Engineering, the leader, **main author**, <https://orcid.org/0000-0001-9388-9715>
«Zhangir Khan West Kazakhstan Agrarian-Technical University» NPJSC, 090009, 51 Zhangir Khan Str., Uralsk, Republic of Kazakhstan, abnyazbekova@mail.ru
Bakytov R.A., Postgraduate, the main author, <https://orcid.org/0000-0001-7169-6816>
«Zhangir Khan West Kazakhstan Agrarian-Technical University» NPJSC, 090009, 51 Zhangir Khan Str., Uralsk, Republic of Kazakhstan, bakitov.rustam.42@gmail.com

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДА ВОССТАНОВЛЕНИЯ
ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК
DEVELOPMENT AND RESEARCH OF A METHOD FOR RESTORING THE FILTRATION
CHARACTERISTICS OF THE BOTTOMHOLE ZONE OF A WELL IN THE
KARACHAGANAK FIELD**

Аннотация

Значение скин-фактора в призабойной зоне пласта является одним из важных показателей при определении продуктивности скважины. В данной статье на примерах работы скважин Карачаганакского месторождения показана, как влияет обработка призабойной зоны, различными методами на дебитскважины. Гидродинамические исследования дают ответ на сколько загрязнен забой скважины, какие интервалы работают и на основании построенной модели принимаются решения о симуляции коллектора. Коллектор данного месторождения является карбонатным, поэтому отмечается, что наиболее часто используется соляно-кислотная обработка. На примере скважины № 330 показана оценка потенциальных возможностей скважины при достижении различных скин-факторов. Также отмечается, что солянокислотная обработка и закачка сырого кислого газа, с целью поддержания пластового давления, ведет к усилению коррозии промышленного оборудования. В конце статьи говорится о применении неорганических фосфатных ингибиторов, об их экономических и технологических достоинствах.

ANNOTATION

The value of the skin factor in the bottomhole formation zone is one of the important indicators in determining the productivity of a well. In this article, using examples of the operation of the wells of the Karachaganak field, it is shown how the treatment of the bottomhole zone, by various methods, affects the flow rate of the well.

Hydrodynamic studies give an answer to how contaminated the bottom of the well is, which intervals are working, and based on the constructed model, decisions are made on reservoir simulation.

The reservoir of this field is carbonate, therefore it is noted that hydrochloric acid treatment is most often used.

On the example of well № 330, an assessment of the potential of the well is shown when various skin factors are achieved. It is also noted that hydrochloric acid treatment and sour gas injection, in order to maintain reservoir pressure, leads to increased corrosion of the field equipment. At the end of the article, it is said about the use of inorganic phosphate inhibitors, about their economic and technological advantages.

Ключевые слова: Призабойная зона пласта, скважина, нефть, газ, вода, ингибиторы, коррозия

Key words: Bottom-hole formation zone, well, oil, gas, water, inhibitors, corrosion

Введение. В нефтегазовой промышленности Казахстана одно из значимых мест занимает Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение, с которым связано развитие газовой промышленности нашей республики.

Интенсивное развитие нефтегазодобывающей промышленности требует повышения эффективности процессов добычи природного газа и конденсата, увеличение углеводородоотдачи пластов, совершенствования систем разработки и способов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, улучшения методов промысловой подготовки газа и конденсата [1-4].

Опыт нефтегазодобывающей промышленности показывает, что основной проблемой является увеличение полноты извлечения газа и конденсата из продуктивных пластов, что напрямую связаны с продуктивностью скважин, которая зависит от фильтрационной характеристики призабойной зоны [5-7].

Цели исследования. Основной целью научного исследования является разработка и исследование метода восстановления фильтрационной характеристики призабойной зоны скважины на месторождении Карачаганак

Задачи исследования. В задачи исследования входят:

- анализ исследования призабойной зоны эксплуатационных и нагнетательных скважин
- выявления более эффективного метода восстановления фильтрационных характеристик.

Методы исследования. В ходе исследования рассматривалось комплекс мероприятий восстановления коллекторских свойств. В котором различают 5 методов стимуляций, применяемых в зависимости от цели проведения восстановительных характеристик продуктивного пласта.

Результаты исследований и их обсуждений. Призабойная зона пласта (ПЗП) (критическая зона) - это часть нефтяного коллектора в непосредственной близости от перфорационной зоны пласта, здесь в процессе добычи происходит наибольшее изменение давления. Эта зона наиболее всего подвержена процессам загрязнения коллектора, которое в значительной степени определяет продуктивность скважины в процессе добычи (скин- эффект).

Естественные коллекторские свойства пласта, пористости проницаемость, характеризуются нулевым скином, при загрязнении по различным причинам ПЗП скин имеет положительное значение, после проведение специальных работ по отработке, скин может достичь отрицательных значений [8-10].

Обработка (стимуляция) призабойной зоны пласта – это комплекс мероприятий, необходимый для восстановления или улучшения коллекторских свойств ПЗП на расстоянии 0.5 - 2.0м от забоя скважины

Различают 5 методов стимуляции:

- гидроразрыв; - очистка забоя (солянокислотная обработка); - контроль песка;
- контроль воды; - обработки призабойной зоны.

Каждый из названных методов применяют в зависимости от цели проведения восстановительных мероприятий, который связан прежде всего с геолого-физическими характеристиками продуктивного пласта.

Прежде чем проводить обработку призабойной зоны пласта, необходимо провести исследования, по определению «загрязненности» забоя.

Анализ исследования призабойной зоны эксплуатационных и нагнетательных скважин, связан с комплексом промыслово-геофизических исследований и методов контроля, который состоит из:

- замеров дебитов отдельных пластов в скважинах, эксплуатирующих многопластовые объекты приборами глубинной потокометрии;
- по нагнетательным скважинам - замеры приемистости отдельных пластов;
- многопластовых объектов глубинными расходомерами;
- промыслово-геофизические исследования по определению технического состояния скважин.

Гидродинамические исследования скважин входят в комплекс исследовательских работ по контролю за разработкой Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения и проводятся в соответствии с разработанными программами. В последнее время, экологи разрешили только «исследования-очистки» забоя скважин с замерами забойного давления и дебитов газа и нефти на эксплуатационных скважинах [11]:

- после капитального ремонта (КРС);
- после соляно-кислотной обработки (СКО) и гидроразрыва пласта (ГРП);
- на новых пробуренных вертикальных, горизонтальных и многоствольных скважинах.

Фильтрационную характеристику призабойной зоны пласта определяют показатели скин – эффекта, его значение свидетельствует о наличии или отсутствии дополнительных фильтрационных сопротивлений, которые могут быть обусловленными как низким качеством вскрытия пластов, так и изменением фильтрационных параметров призабойной зоны во время отбора продукции. Поскольку эти изменения влияют на процесс восстановления давления в скважине, то для оценки скин-эффекта и определения его значения используют КВД, характер которых связан с фильтрационными параметрами зависимостью [12]:

$$\Delta p_t = \frac{Q_{\mu b}}{4\pi k h} \ln \frac{2.25 \chi t}{rc} \text{ или } \Delta p_t = i \left(lgt + lg \frac{2.25 \chi}{rc} \right) \quad (1)$$

где Δp_t – прирост давления в течении времени после закрытия скважины, МПа;

χ – пьезопроводность пласта;

i – угловой коэффициент КВД

Правая и левая части уравнения (1) равнозначны, когда отсутствуют дополнительные сопротивления в призабойной части пласта, а их неравенство свидетельствует о различии между гидропроводностью призабойной и отдаленной зон, что в случае ухудшения гидропроводности обуславливает необходимость затрат дополнительной депрессии Δp_t при неизменном объеме фильтрации продукции [13-14]:

$$\Delta p_s = \Delta p_t - i \left(lgt + lg \frac{2.25 \chi}{rc} \right) \quad (2)$$

где Δp_s – прирост давления в течении времени после закрытия скважины, $\Delta p_s / i = S$, получаем уравнение для определения скин-эффекта:

$$S = \frac{\Delta p}{i} - lgt - c \quad (3)$$

где c – поправка на потери давления на стенке скважины,

t - продолжительность остановки скважины.

Скин-эффект это дополнительное фильтрационное сопротивление. Основное падение давления происходит в призабойной зоне - таким образом влияние на дебит ухудшения свойств ПЗП значительно.

$S < 0$ интенсификация притока; $S \sim -3$ предел для кислотной обработки; $S \sim -4$ хороший ГРП; $S \sim -5,5$ нижний предел ГРП; $S > 0$ зарязнение ПЗП; $S \sim 1-2$ умеренные зарязнение ПЗП; $S \sim 5$ серьезные зарязнение ПЗП; $S > 10$ механические проблемы.

На месторождении Карачаганак с целью восстановления фильтрационной характеристики призабойной зоны скважины в добывающих скважинах проводятся интенсивные кислотные обработки, кислотные промывки и кислотный гидроразрыв пласта.

В 2017 году в 11 скважинах, включая 7 новых скважин с многоступенчатым закачиванием, были выполнены все виды кислотных обработок. На скважине 9817 впервые на Карачаганакском месторождении была применена новая технология стимуляции «StimTunnel» комбинированного действия: струйной обработки высокого давления и растворения породы путем закачивания кислоты.

Для оценки эффективности мероприятий используются сведения об изменении ФЭС коллектора и значения скин-фактора, изменении дебита скважин и коэффициента продуктивности по результатам гидродинамических исследований скважин [15].



Рисунок 1 – Влияние скин-эффекта на падение давления в ПЗП

Результаты исследований показали эффективность применения методов интенсификации на КНГКМ и в дальнейшем, для улучшения состояния призабойных зон в скважинах после бурения и повышения продуктивности действующих скважин, рекомендуется продолжать выполнение кислотных промывок на гибких трубах и кислотных ГРП.

Рассмотрим профили притока поданным ГДИС на скважине №330. Все данные расходомера, показывают, что основной приток поступает из верхних двух интервалов перфорации (4500-4524 м, 4528-4540 м), хотя обработка призабойной зоны не включала эти два интервала.

На основе данных испытания скважины (Май-2002) и принятых ограничений, построена индивидуальная модель, рассчитаны параметры работы скважины:

Дебит газа	777,086 м ³ /сут
Дебит конденсата	603,6 м ³ /сут
Газовый фактор	1287 м ³ /м ³
Руст	15 МПа (Ограничение).
Рзаб (4445 м)	40,22 МПа
Рпл (4445 м)	46,53 Мпа

Принятые в симуляционной модели залежи продуктивные характеристики работы скважины 330 на 01.07.2002 следующие:

Дебит газа:	823,286 м ³ /сут
Дебит нефти:	666,1 м ³ /сут
Газовый фактор:	1235,98 м ³ /м ³
Руст:	15 МПа (Ограничение)
Рзаб(4700 м):	42,92 МПа
Рпл(4700 м):	47,19 МПа

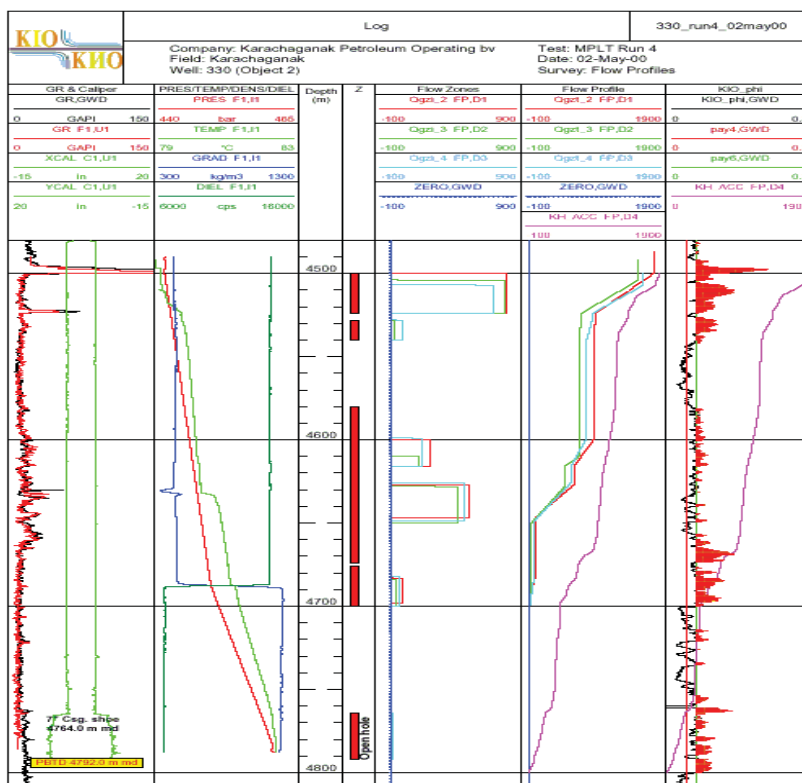


Рисунок 2 – Сравнение прогнозов добычи жидких углеводородов на скважине №330 до и после симуляции

Присопоставления продуктивных характеристик для скважины 330, принятых в модели залежи по варианту 14-50-020601 (Стадия 2 Начальная программа работ) и индивидуальной модели видно, что фактические характеристики работы скважины ниже на 9,3%.

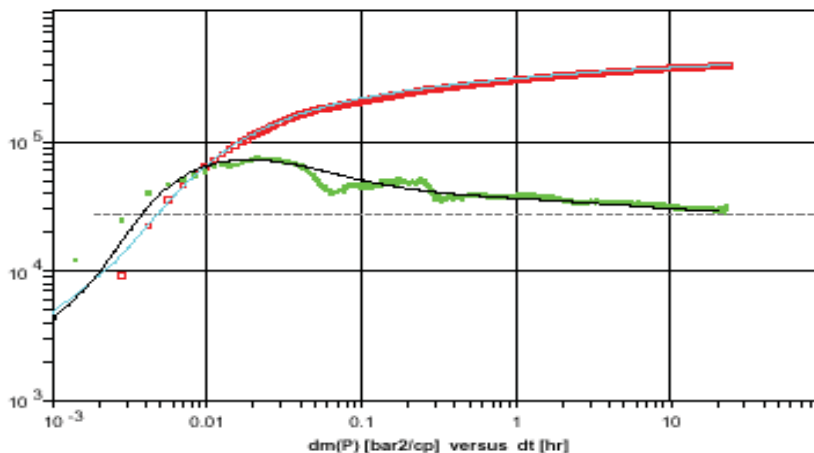


Рисунок 3 – График производной давления по результатам испытания

На рисунке 3 представлен график производной давления по результатам испытания за период проведения испытаний отмечено отсутствие значительных изменений в свойствах и компонентном составе пластового флюида. Пластовое давление, приведенное к отметке 4575 м составило 455.7 бара. Это означает, что значение $R_{пл}$ в скважине 330 ниже давления начала конденсации ($R_{нк-460}$ бара на той же отметке) [16-18].

На основании индивидуальной модели, выполненной по данным испытания скважины 330, проведена оценка потенциальных возможностей скважины при условии выполнения следующих мероприятий:

- достижение скин - фактора –4, т.е смоделировать матричную (СКО) обработку призабойной зоны;
- достижение скин - фактора –6, т.е смоделировать гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- увеличить диаметр подвески НКТ, т.е использовать НКТ 4 1/2" от устья скважины до пакера.

Сравнительная характеристика результатов интерпретации по данным исследования скважины за период осуществления наблюдения дает возможность в динамике наблюдать все изменения продуктивных характеристик скважин, дает возможность не только оценить эффективность мероприятий, выполненных на скважине, но и подтвердить или исключить вероятность каких либо изменений результатов исследований, вызванных погрешностью измерений.

Основной метод симуляции для добычи жидких УВ на Карачаганаке состоит из из соляно-кислотной обработки (СКО) матрикса пород коллектора для снижения скина. Для этого спускали гибкие НКТ для очистки стволов скважин и закачки соляной кислоты 0,1м³/мин по большому продуктивному интервалу. Далее кислоту задавливали в пласт при расходе 0,79м³/мин. Коэффициент продуктивности скважин повысился а 400 %, но как только кислота раскрывала загрязненный участок, весь ее остаток поглощался этим участком. Поэтому начали применять поинтервальную обработку с закачкой самонаправляющейся кислоты с расходом 4,8м³/мин. Этот тип гелированной кислоты, временно запечатывает выеденные ходы и направляет свежую кислоту на другие поврежденные участки.

На месторождении применяется сочетание химических и механических методов – кислотный гидроразрыв (многозональный). Но столкнувшись с задачей ориентации трещин возникающих при гидроразрыве пришли к выводу, что бурение горизонтальных скважин может оказаться технический менее рискованным, поскольку риск прорыва газа снижается по мере закачки газа или отбора жидкости.

Вместе с тем, при применении солянокислотной обработки возникает опасность разрушения коррозией подземного оборудования скважины, что также, может привести к дополнительным расходам связанным с ремонтом.

Карбонатный коллектор Карачаганакского месторождения предполагает, использование для увеличения проницаемости призабойной зоны, с целью улучшения фильтрационных характеристик солянокислотную обработку.

Для защиты скважин и выкидных линий в скважины периодически закачивалось смесь метанола и ингибитора коррозии. Та же смесь непрерывно подавался на входы всех четырех технологических линий.

Применяемые ингибиторы коррозии являлись азотсодержащими соединениями циклического и ароматического ряда, растворимыми в углеводородах. Защитное действие ИКТ-1 в жидкой фазе – не менее 75%. Защитное действие ингибитора И-55-Д в растворе соляной кислоты и стандартном соляном растворе, насыщенном сероводородом, для стали СтЗсп составляет 85%.

При разработке месторождения Карачаганак основной метод увеличения конденсатоотдачи пласта, сайклинг-процесс, закачка сырого кислого газа в пласт, что также повышает коррозионность среды. Кроме азотсодержащих ингибиторов, для борьбы с коррозией применяют неорганические фосфатные ингибиторы. Защитное действие фосфатов обусловлено образованием на поверхности металла защитных пленок путем его обработки фосфатсодержащими средами. Как правило, такие пленки состоят либо только из фосфатов металла, либо содержат еще оксиды и гидроксиды железа.

Исследования о влияние фосфатных ингибиторов на скорость и характер коррозионного разрушения низколегированных и углеродистых сталей показывает, что в водных растворах у них более высокий уровень антикоррозионной защиты сталей марок СтЗсп5 и 09Г2С. При ежегодном увеличении обводненности продукции, этот момент весьма актуален [19].

Стоит отметить, что наиболее высокими противокоррозионными свойствами обладают пленки, полученные из растворов – композиций нескольких металлов. Их широкое применение обусловлено с одной стороны их экономической и технологической доступностью, с другой

– санитарно гигиеническими требованиями: они не токсичны, не кумулятивны и не мутагенны [20].

В Казахстане собственное производство Ингибиторов коррозии отсутствует. Тем не менее, организация промышленного многотоннажного производства высокоэффективных полифосфатных ингибиторов вполне реальна в нашей республике на базе местного сырья (фосфориты Каратау) и существующих мощностях фосфорных и фосфатных заводов Южного Казахстана.

Заключение. В настоящее время для повышения фильтрационных характеристик месторождения Карачаганак проводились интенсивные кислотные обработки, кислотные промывки и кислотный гидроразрыв пласта. Основным методом для эффективной стимуляции добычи жидкого УГ на месторождении является соляно-кислотная обработка с использованием ингибиторов коррозии. В связи с ужесточением требований к ингибиторам используемым в трубопроводе, необходимо применение менее агрессивных компонентов, которые предотвращают коррозионные процессы. На основании этого возникает необходимость использования неорганических ингибиторов коррозии на основе казахстанского не конденсационного фосфатного сырья, обладающее некумулятивными, экономическими и экологическими выгодами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кононов Ю.С. Особенности прогноза и поисков нефти и газа в Прикаспии // Недра Поволжья и Прикаспия. - 2008. - Вып.56.
2. Гигантское место рождения Карачаганак - реализация его потенциала. Ян Ф. Сильвестр, Терри О'Кхирн, Х. Хсу, Стив Эллиот, Рикардо Версеци. // Нефтегазовое обозрение. - Шлюмберже. - 1998. - С.13-15.
3. Технологическая схема разработки месторождений Карачаганак. «КазНИПИнефти и газ» «Карачаганакская интеграционная организация», Лондон - 2000 г.
4. Розенфельд И.Л., Фролова Л.В., Тавадзе И.Н. Синергетический эффект при защите стали от коррозии неорганическими ингибиторами в нейтральных электролитах // Защита металлов. - 1989. - Т.16, № 2. - С.133-136.
5. Calado L.M., Taryba M.G., Morozov Y., Carmezim M.J., Montemor M.F. Novel smart and self-healing cerium phosphate-based corrosion inhibitor for AZ31 magnesium alloy // Corrosion Science. 2020. Vol.170. №108. P. 64.
6. Ning L., Wang D., Wang L., Wu L., Yang J., Wang X., Ma H., Feng S., Lu H. Interesting Corrosion Inhibition Performance and Mechanism of Two Silanes Containing Multiple Phosphate Group // Silicon. 2020. Vol.12. № 6. P. 1455-1468.
7. Feng Z., Li J., Yang Z., Buchheit R. The effect of vanadate, phosphate, fluoride compounds on the aqueous corrosion of magnesium alloy AZ31 in dilute chloride solutions // Materials. 2020. Vol. 13. № 6. P.1325.
8. Zhu Q., Li E., Liu X., Song W., Zhao M., Zi L., Wang X., Liu C. Synergistic effect of polypyrrole functionalized graphene oxide and zinc phosphate for enhanced anticorrosion performance of epoxy coatings // Composites Part A: Applied Science and Manufacturing. 2020. Vol. 130 № 105752.
9. Sail L., Benbrahim A., Comparative behavior study of steel corrosion inhibition kinetics by three phosphate inhibitors with mass loss measurements // Journal of Adhesion Science and Technology. 2020. Vol.34. №1. P.48-66.
10. Qian K., Li W., Lu X., Han X., Jin Y., Zhang T., Wang F. Effect of phosphate-based sealing treatment on the corrosion performance of a PEO coated AZ91D mg alloy // Journal of Magnesium and Alloys. 2020. Vol. 34. №1. P.88-99.
11. Laourayed M., Moudane M., Khachani M., Boudalia M., Guenbour A., Bellaouchou A., Zarrouk A. Thermal, structural and corrosion inhibition performances of a new phosphate glasses on mild steel in HCl medium // Chemical Data Collections. 2020. Vol.24. №100305.
12. Kwolek P., Dychton K., Pytel M. Orthophosphoric acid solutions of sodium orthovanadate, sodium tungstate, and sodium molybdate as potential corrosion inhibitors of the Al₂Cu intermetallic phase // Journal of Solid State Electrochemistry. 2020. Vol. 23. №11. P.3019-3029.

13. Morozov Y., Calado L.M., Shakoор R.A., Raj R., Kahraman R., Taryba M.G., Montemor M.F. Epoxy coatings modified with a new cerium phosphate inhibitor for smart corrosion protection of steel // *Corrosion Science*. 2020. Vol.159. №108128.
14. Ojovan M.I., Lee W.E. *New Developments in Glassy Nuclear Wasteforms* // Nova Science Publishers. 2007. ISBN 1600217834 pp. 100 ff.
4. Mandal S., Singh J.K., Lee D., Park T. Effect of phosphate-based inhibitor on corrosion kinetics and mechanism for formation of passive film onto the steel rebar in chloride-containing pore solution // *Materials*. 2020. Vol. 13. №16. P.36-42.
16. Абдуллаев Т.А. Разработка ингибиторов коррозии для комплексной защиты оборудования газовых промыслов на сырьевой базе Республики Узбекистан. – Ташкент: ТашГУ. - 1999. – 22 с.
17. Cabrini M., Fontana F., Lorenzi S., Pastore T., Pellegrini S. Effect of Organic Inhibitors on Chloride Corrosion of Steel Rebars in Alkaline Pore Solution // *Journal of Chemistry*. 2015. Vol.2015. №521507.
18. Giriciene O., Ramanauskas R., Gudaviciute L., Martusiene A. Inhibition effect of sodium nitrite and silicate on carbon steel corrosion in chloride-contaminated alkaline solutions // *Corrosion*. 2011. Vol 67. №125001.
19. Gaidis J.M. Chemistry of corrosion inhibitors // *Cement and Concrete Composites*. Vol. 26. №3. P. 181-189.
20. Улиг Г. Г., Ревя П. У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику. - М.: Химия. - 1989. - 451 с.

SPISOK LITERATURY

1. Kononov YU.S. Osobennosti pronozha i poiskov nefti i gaza v Prikaspii // *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. – 2008. – Вып.56.
2. Gigantskoye mestorozhdeniye Karachaganak - realizatsiya yego potentsiala Yan F. Sil'vestr, Terri O'Khirn, KH.Khsu, Stiv Elliot, Rikardo Verzezi. // *Neftegazovoye Obozreniye*. - Shlyumberzhe. - 1998. – S.13-15.
3. Tekhnologicheskaya skhema razrabotki mestorozhdeniya Karachaganak. «KazNIPInefti i gaza» «Karachaganakskaya integratsionnaya organizatsiya», London - 2000 g.
4. Rozenfel'd I.L., Frolova L.V., Tavazde I.N. Sinergeticheskiy effekt pri zashchite stali ot korrozii neorganicheskimi ingibitorami v neytral'nykh elektrolitakh // *Zashchita metallov*. – 1989. – Т.16, № 2. – S.133-136.
5. Calado L.M., Taryba M.G., Morozov Y., Carmezim M.J., Montemor M.F. Novel smart and self-healing cerium phosphate-based corrosion inhibitor for AZ31 magnesium alloy // *Corrosion Science*. 2020. Vol.170. №108. P. 64.
6. Ning L., Wang D., Wang L., Wu L., Yang J., Wang X., Ma H., Feng S., Lu H. Interesting Corrosion Inhibition Performance and Mechanism of Two Silanes Containing Multiple Phosphate Group // *Silicon*. 2020. Vol.12. № 6. P. 1455-1468.
7. Feng Z., Li J., Yang Z., Buchheit R. The effect of vanadate, phosphate, fluoride compounds on the aqueous corrosion of magnesium alloy AZ31 in dilute chloride solutions // *Materials*. 2020. Vol. 13. № 6. P.1325.
8. Zhu Q., Li E., Liu X., Song W., Zhao M., Zi L., Wang X., Liu C. Synergistic effect of polypyrrole functionalized graphene oxide and zinc phosphate for enhanced anticorrosion performance of epoxy coatings // *Composites Part A: Applied Science and Manufacturing*. 2020. Vol. 130 № 105752.
9. Sail L., Benbrahim A., Comparative behavior study of steel corrosion inhibition kinetics by three phosphate inhibitors with mass loss measurements // *Journal of Adhesion Science and Technology*. 2020. Vol.34. №1. P.48-66.
10. Qian K., Li W., Lu X., Han X., Jin Y., Zhang T., Wang F. Effect of phosphate-based sealing treatment on the corrosion performance of a PEO coated AZ91D mg alloy // *Journal of Magnesium and Alloys*. 2020. Vol. 34. №1. P.88-99.

11. Laourayed M., Moudane M., Khachani M., Boudalia M., Guenbour A., Bellaouchou A., Zarrouk A. Thermal, structural and corrosion inhibition performances of a new phosphate glasses on mild steel in HCl medium // Chemical Data Collections. 2020. Vol.24. №100305.
12. Kwolek P., Dychton K., Pytel M. Orthophosphoric acid solutions of sodium orthovanadate, sodium tungstate, and sodium molybdate as potential corrosion inhibitors of the Al₂Cu intermetallic phase // Journal of Solid State Electrochemistry. 2020. Vol. 23. №11. P.3019-3029.
13. Morozov Y., Calado L.M., Shakoov R.A., Raj R., Kahraman R., Taryba M.G., Montemor M.F. Epoxy coatings modified with a new cerium phosphate inhibitor for smart corrosion protection of steel // Corrosion Science. 2020. Vol.159. №108128.
14. Ojovan M.I., Lee W.E. New Developments in Glassy Nuclear Wastefoms // Nova Science Publishers. 2007. ISBN 1600217834 pp. 100 ff.
4. Mandal S., Singh J.K., Lee D., Park T. Effect of phosphate-based inhibitor on corrosion kinetics and mechanism for formation of passive film onto the steel rebar in chloride-containing pore solution // Materials. 2020. Vol. 13. №16. P.36-42.
16. Abdullaev T.A. Razrabotka ingibitorov korrozii dlya kompleksnoj zashhity` oborudovaniya gazovy`kh promy`slov na sy`r`evoy baze Respubliki Uzbekistan. – Tashkent : TashGU. - 1999. – 22 s.
17. Cabrini M., Fontana F., Lorenzi S., Pastore T., Pellegrini S. Effect of Organic Inhibitors on Chloride Corrosion of Steel Rebars in Alkaline Pore Solution // Journal of Chemistry.2015. Vol.2015. №521507.
18. Giriciene O., Ramanauskas R., Gudaviciute L., Martusiene A. Inhibition effect of sodium nitrite and silicate on carbon steel corrosion in chloride-contaminated alkaline solutions // Corrosion. 2011.Vol 67. №125001.
19. Gaidis J.M. Chemistry of corrosion inhibitors // Cement and Concrete Composites. Vol. 26. №3. P. 181-189.
20. Ulig G. G., Revi R. U. Korroziya i bor`ba s nej. Vvedenie v korroziionnyu nauku i tekhniku. - M.: Khimiya. - 1989. - 451 s.

ТҮЙІН

Ұңғыма қабатын қалыптастыру аймағындағы тері факторының мәні ұңғыманың өнімділігін анықтаудағы маңызды көрсеткіштердің бірі болып табылады. Бұл мақалада Қарашығанак кен орнының ұңғымаларын пайдалану мысалдарын қолдана отырып, әр түрлі әдістермен ұңғыма аймағын өңдеу ұңғыманың ағын жылдамдығына қалай әсер ететіндігі көрсетілген.

Гидродинамикалық зерттеулер ұңғыма түбінің қаншалықты ластанғанына, қандай аралықтардың жұмыс істейтініне жауап береді және салынған модель негізінде шешімдерді резервуарлық модельдеу туралы шешімдер қабылданады. Бұл кен орнының су қоймасы карбонат болып табылады, сондықтан тұз қышқылын өңдеу көбінесе қолданылатыны атап өтіледі. №330 ұңғыманың мысалында әр түрлі тері факторларына қол жеткізілген кезде ұңғыманың әлеуетін бағалау көрсетілген.

Қабат қысымын ұстап тұру үшін тұз қышқылын тазарту және қышқыл газды айдау кен орнының жабдықтарының коррозиясының жоғарылауына әкеліп соқтырады. Мақаланың соңында бейорганикалық фосфат ингибиторларын қолдану, олардың экономикалық және технологиялық артықшылықтары туралы айтылады.