

УДК 622.276; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-3.06>

<https://orcid.org/0000-0001-7331-1633>

<https://orcid.org/0000-0002-9948-5137>

<https://orcid.org/0000-0002-9571-2515>

<https://orcid.org/0000-0001-7995-5560>

<https://orcid.org/0000-0001-9434-4207>

ФАКТОРЫ ВЛИЯЮЩИЕ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ



Г.Ж. МОЛДАБАЕВА¹,
доктор технических наук,
профессор,
g.moldabayeva
@satbayev.university



А.Х. АГЗАМОВ²,
доктор технических наук,
профессор,
atabekagzamov@mail.ru



С.А. АББАСОВА²,
PhD,
saidakhon.abbasova
@gmail.com



Р.Т. СУЛЕЙМЕНОВА¹,
магистр технических наук,
докторант PhD,
raika_83@mail.ru



Х.М. МУХАММАДИЕВ³,
магистр технических наук,
докторант PhD,
hammuh@mail.ru

¹SATBAYEV UNIVERSITY

Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22-а

²ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. ИСЛАМА КАРИМОВА

Республика Узбекистан, 100095, г. Ташкент, ул. Университетская, 2-а

³КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Республика Узбекистан, 180100, г. Карши, пл. Мустакиллик, 225

Приведены результаты численных экспериментов по оценке влияния anomalно высокого пластового давления на динамику снижения давления на забое и контуре питания, дебита и срока эксплуатации скважин. Показано, что рост коэффициента anomalности пластового давления положительно влияет на динамику рассмотренных показателей. Установлено, что на залежах углеводородов с anomalно высокими пластовыми давлениями горное давление до 75% уравновешивается давлением насыщающих углеводородов. Высокие темпы отбора газа, достигаемые за счет больших депрессий на пласт в добывающих скважинах, приводят к деформации коллектора, которая в трещинных и трещинно-поровых коллекторах приводит к смыканию каналов фильтрации углеводородов.

На примере газоконденсатного месторождения «Северный Нишан» показано, что деформация коллектора является основной причиной низкой эффективности разработки и остатков половины запасов газа в пласте. Для извлечения остаточных запасов газа рекомендовано проведение технологии гидравлического разрыва пласта.

С увеличением глубины залегания продуктивных горизонтов неуклонно возрастает доля залежей углеводородов с anomalно высокими пластовыми давлениями. Как известно энергетический потенциал продуктивных пластов во многом определяется активностью законтурной водонесной области. Различают элизионные и инфильтрационные природные водонапорные системы.

Опыт разработки месторождений УВ с АВПД показывает, что данный фактор в зависимости от геолого-физических условий залежей может влиять на коэффициент извлечения нефти и газа как положительный (увеличивающий), так и отрицательный (уменьшающий) фактор. При этом в качестве положительных факторов отмечается более высокая концентрация запасов в удельном объеме залежи, относительно высокие дебиты скважин, обеспечение фонтанирования скважин длительное время, сохранения высоких коллекторских свойств пород-коллекторов, а в качестве отрицательного – снижение устойчивости и подверженность нефте-газонасыщенных коллекторов деформационным процессам.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: месторождение, залежь, горизонт, коллектор, скважина, дебит, давление, эксплуатация, деформация, трещина, коэффициент, запас, газ, технология.

ӨТЕ ЖОҒАРЫ ҚАБАТ ҚЫСЫМЫ БАР ГАЗ КОНДЕНСАТТЫ КЕН ОРЫНДАРЫНДА ГАЗ АЛУ КОЭФФИЦИЕНТІНЕ ӘСЕР ЕТІН ФАКТОРЛАР

Г.Ж. МОЛДАБАЕВА¹, техника ғылымдарының докторы, ассоц.профессор,
g.moldabayeva@satbayev.university

А.Х. АГЗАМОВ², техника ғылымдарының докторы, профессор, atabekagzamov@mail.ru

С.А. АББАСОВА², PhD, saidakhon.abbasova@gmail.com

Р.Т. СУЛЕЙМЕНОВА¹, докторант PhD, raika_83@mail.ru

Х.М. МУХАММАДИЕВ³, докторант PhD, hammuh@mail.ru

¹SATBAYEV UNIVERSITY

Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ., Сәтпаев к-сі 22-а

²ИСЛАМ КӘРИМОВ АТЫНДАҒЫ ТАШКЕНТ ЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТИ
Өзбекстан Республикасы, 100095, Ташкент қаласы, Университетская көшесі, 2-а

³ҚАРШЫ ИНЖЕНЕРЛІК-ЭКОНОМИКАЛЫҚ ИНСТИТУТЫ
 Ўзбекистан Республикасы, 180100, Қарши қ., Мустакиллик к-сі, 225

Мақалада қабаттағы және қоректену контурындағы қысымның төмендеу динамикасы, ұңғымалардың дебиті мен пайдалану мерзіміне өте жоғары қабат қысымның әсерін бағалау бойынша сандық эксперименттердің нәтижелері келтірілген. Қабаттағы қысымның аномалия коэффициентінің өсуі қарастырылған көрсеткіштердің динамикасына оң әсер ететіні көрсетілген. Өте жоғары қабат қысымы бар көмірсутектер шоғырларында тау қысымы 75%-ға дейін қаныққан көмірсутектердің қысымымен теңестірілетіні анықталды. Өндіруші ұңғымалардағы қабат жағдайындағы үлкен депрессиялардың салдарынан газ алудың жоғары қарқыны коллектор деформациясына әкеледі, бұл жарылған және бұзылған кеуекті коллекторларында көмірсутектердің сүзулу арналарының жабылуына әкеледі. Солтүстік Нишан газ конденсатты кен орнының мысалында, кенорынның коллекторларының бұзылу салдарынан, игерудің төмен тиімділігінің және қабаттағы газ қорының жартысының қабатта қалуының негізгі себебі болып табылады. Газдың қалдық қорларын алу үшін гидравликалық жару технологиясын қолдану ұсынылады.

Өнімді горизонттардың тереңдігіне байланысты, оның қабат қысымы тура пропорционалды түрде үздіксіз өсуімен байланыты бола отырып, аномалды жоғары қабаттық қысыммен айқындалады. Белгілі жағдай, энергиясы жоғары табиғи қысым көбінесе контурдағы сулы аймақтың белсенділігімен анықталады. Мұнда эллиондық және инфильтрациялық табиғи су жүйелері бар.

Аномальды жоғары қысым мен көмірсутектер кен орындарын игеру тәжірибесі көрсеткендей, бұл фактор кен орындарының геологиялық-физикалық жағдайларына байланысты мұнай мен газды алу коэффициентіне оң (ұлғайтушы) және теріс (азайтушы) фактор ретінде әсер етуі мүмкін. Бұл ретте оң факторлар ретінде шоғырдың меншікті көлемінде қорлардың неғұрлым жоғары шоғырлануы, ұңғымалардың салыстырмалы түрде жоғары дебиті, ұңғымалардың ұзақ уақыт фонтан болуын қамтамасыз ету, таужыныстардың коллекторлардың жоғары коллекторлық қасиеттерін сақтау, ал теріс ретінде мұнай – газға қаныққан коллекторлардың орнықтылығының төмендеуі және деформациялық процестерге ұшырауы байқалады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: кен орны, қабат, коллектор, ұңғыма, дебит, қысым, пайдалану, бұзылу, кеуекті орта, коэффициент, қор, газ, технология.

FACTORS AFFECTING THE GAS RECOVERY COEFFICIENT AT GAS CONDENSATE FIELDS WITH ABNORMALLY HIGH RESERVOIR PRESSURE

G.J. MOLDABAEVA¹, Doctor of Technical Sciences, assoc.Professor,
g.moldabayeva@satbayev.university

A.X. AGZAMOV², Doctor of Technical Sciences, professor, atabekagzamov@mail.ru

S.A. ABBASOVA², PhD, saidakhon.abbasova@gmail.com

R.T. SULEIMENOVA¹, PhD student, raika_83@mail.ru

H.M. MUKHAMMADIEV³, PhD student, hammuh@mail.ru

¹SATBAYEV UNIVERSITY

Republic of Kazakhstan, 050013, Almaty, 22-a Satpayev str.

²TASHKENT STATE TECHNICAL UNIVERSITY NAMED AFTER ISLAM KARIMOV

2-a, Universitetskaya Street, Tashkent, 100095, Republic of Uzbekistan

³KARSHINSKY INSTITUTE OF ENGINEERING AND ECONOMICS

225 MUSTAKILLIK SQUARE, KARSHI, 180100, REPUBLIC OF UZBEKISTAN

The results of numerical experiments to assess the influence of abnormally high reservoir pressure on the dynamics of pressure reduction at the bottom and the supply circuit, flow rate and life of wells are presented. It is shown that the growth of the anomaly coefficient of reservoir pressure has a positive effect on the dynamics of the considered indicators. It has been established that in hydrocarbon deposits with abnormally high reservoir pressures, the rock pressure of up to 75% is balanced by the pressure of saturating hydrocarbons. High rates of gas extraction, achieved due to large depressions on the reservoir in producing wells, lead to reservoir deformation, which in fractured and fractured-pore reservoirs leads to the closure of hydrocarbon filtration channels. Using the example of the Severny Nishan gas condensate field, it is shown that the deformation of the reservoir is the main reason for the low efficiency of development and the abandonment of half of the gas reserves in the reservoir. Hydraulic fracturing technology is recommended for the extraction of residual gas reserves.

With an increase in the depth of the productive horizons, the proportion of hydrocarbon deposits with abnormally high reservoir pressures is steadily increasing. As it is known, the energy potential of productive layers is largely determined by the activity of the legal aquifer area. There are elision and infiltration natural water pressure systems.

The experience of developing hydrocarbon deposits with AVPD shows that this factor, depending on the geological and physical conditions of the deposits, can affect the oil and gas recovery coefficient as a positive (increasing) and negative (decreasing) factor. At the same time, as positive factors, there is a higher concentration of reserves in the specific volume of the deposit, relatively high well flow rates, ensuring the gushing of wells for a long time, maintaining high reservoir properties of reservoir rocks, and as a negative factor, a decrease in stability and susceptibility of oil and gas saturated reservoirs to deformation processes.

KEY WORDS: deposit, horizon, reservoir, well, flow rate, pressure, operation, deformation, crack, coefficient, reserve, gas, technology.

Введение. Под инфильтрационной водонапорной системой понимается природная водонапорная система, напор в которой создается за счет инфильтрации атмосферных и поверхностных вод в коллекторах за счет образуемой этими водами гидростатической нагрузки [1]. Естественно, продуктивные горизонты с инфильтрационной водонапорной системой имеют в основном начальные пластовые давления соответствующие гидростатическому давлению столба воды от поверхности до пласта углеводородов.

Под элизионной водонапорной системой понимается природная водонапорная система, напор в которой создается за счет выжимания вод из уплотняющихся осадков и пород в пласт коллектор и частично за счет уплотнения самого коллектора [2]. Продуктивным пластам с элизионной водонапорной системой характерна аномальность начального пластового давления, отличающейся от гидростатического давления.

Степень различия пластового давления ($P_{пл}$) от гидростатического ($P_{гидр}$) характеризуется коэффициентом аномальности (K_a), которая определяется по формуле:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{P_{гидр}} \quad (1)$$

В связи с большим влиянием начального пластового давления на процессы строительства скважин и извлечения углеводородов изучения природы возникновения аномально высоких пластовых давлений посвящено большое количество исследований. Результаты этих исследований обобщены в работах [3-9].

В результате статической обработки и систематизации причин возникновения аномально высоких давлений (далее – АВПД) автором выделены следующие группы факторов:

1. *Уплотнение пород изолированных пластов под воздействием геостатического давления.* Установлено, что отсутствие или затрудненность миграции углеводородов, высокая скорость осадконакопления, малая проницаемость коллекторов, высокая вязкость нефти, высокая температура и погружение глубины залегания продуктивного пласта после формирования залежи углеводородов (далее – УВ) усиливают влияние данного фактора при образовании АВПД. Этот фактор в 26,5% случаев приводится как основная причина АВПД.

2. *Тектонические напряжения и процессы, вызывающие сжатие и деформирование глубинных резервуаров.* Данный фактор в 19,4% случаев приводится как основная причина возникновения АВПД.

3. *Поступление в замкнутую залежь высоконапорных флюидов из более глубоких горизонтов по разрывным нарушениям.* Данный фактор в 15,3% случаев приводится как причина возникновения АВПД.

4. *Физико-химические свойства воды, нефти и газа (нефте-, газо- и водонасыщенность коллекторов, физико-химические изменения флюидов, связанные с увеличением объема пластовых жидкостей при превращении высокомолекулярных органических веществ в более легкие углеводороды; возрастание разности плотностей углеводородов и воды; выделение тепла при радиоактивном распаде).* Данный фактор в 11,2% случаев, приводится как причина возникновения АВПД.

5. *Большая высота осадочных пород (большая высота залежи УВ, наличие в разрезе каменной соли большой мощности и глинистых толщ).* Данный фактор в 10,2% случаев, приводится как причина возникновения АВПД.

6 и 7. *Уменьшение глубины залегания продуктивного пласта при сохранившемся давлении после формирования залежи и осмотические явления.* Каждый из этих факторов в 5,1% случаях приводится как причина возникновения АВПД.

8. *Артезианские условия.* Способствует значительному превышению выхода пласта на поверхность над устьем скважины. Данный фактор в 4,1% случаев приводится как причина возникновения АВПД.

9. *Диagenетический переход монтмориллонита в илит, гипса – в ангидрит.* Данный фактор в 3,1% случаев приводится как причина возникновения АВПД.

Необходимо отметить, что залежи нефти и газа с АВПД в настоящее время установлены практически во всех нефтегазоносных регионах мира на различных стратиграфических горизонтах и глубинах, различных по типам и запасам УВ.

Опыт разработки месторождений УВ с АВПД показывает, что данный фактор в зависимости от геолого-физических условий залежей может влиять на коэффициент извлечения нефти и газа как положительный (увеличивающий), так и отрицательный (уменьшающий) фактор. При этом в качестве положительных факторов отмечается более высокая концентрация запасов в удельном объеме залежи, относительно высокие дебиты скважин, обеспечение фонтанирования скважин длительное время, сохранения высоких коллекторских свойств пород-коллекторов, а в качестве отрицательного – снижение устойчивости и подверженность нефте-газонасыщенных коллекторов деформационным процессам.

Рассмотрим степень влияния этих факторов на показатели разработки на примере газоконденсатного месторождения «Северный Нишан».

Материалы и методы исследования. Промышленно газоносными на месторождении «Северный Нишан» являются карбонатные отложения верхней юры. В промысловой практике они подразделяются на 3 продуктивных горизонта (XVI, XVa и XV) (рисунок 1).

На месторождении «Северный Нишан» как на близлежащих месторождениях Нишан, Камаши, Бешкент и др., всеми глубокими разведочными скважинами вскрыты разрезы безрифового типа [10-12], в которых отсутствуют высокопористые известняки XV-P и XV-HP горизонтов.

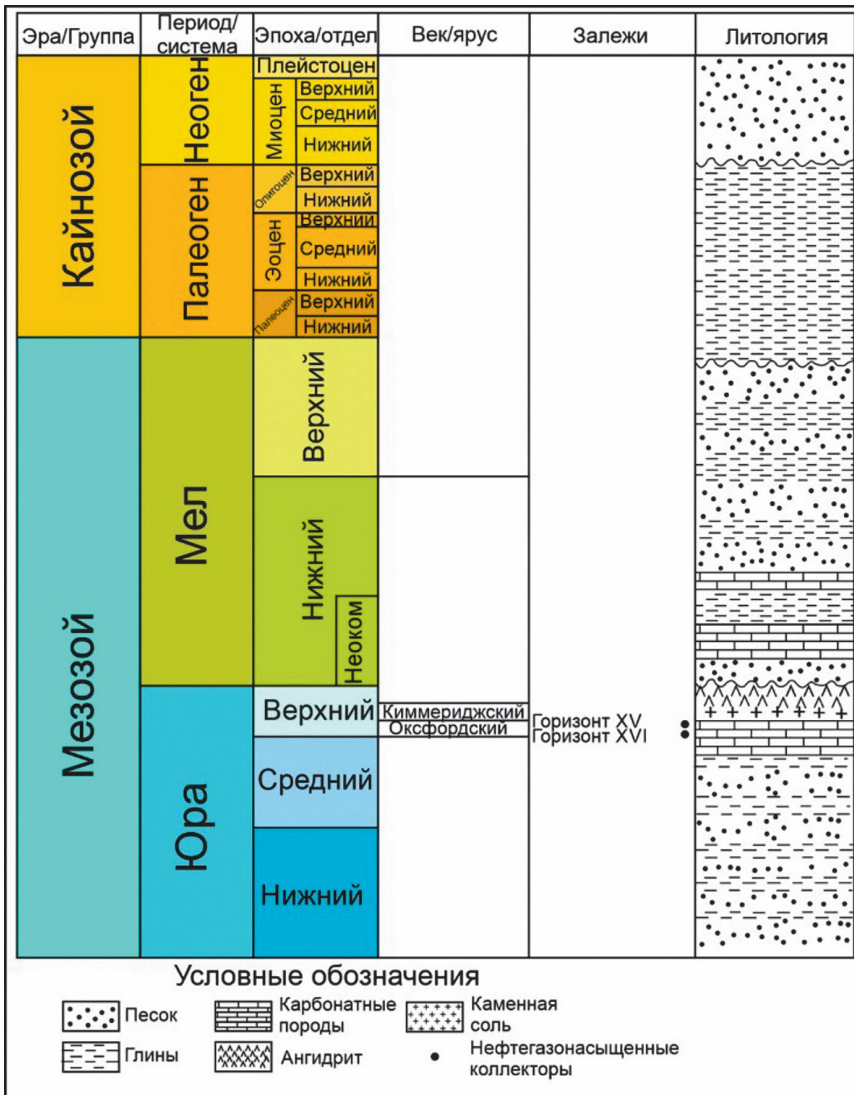


Рисунок 1 – Схематический литолого-стратиграфический разрез осадочного чехла в пределах Бешкентского прогиба

Отложения XVI горизонта вскрыты на полную мощность в скважинах 3 и 9 (144 и 150 м). Представлен горизонт преимущественно с глубоководными известняками, хорошо выдержан как по мощности, так и по литологии в пределах не только описываемого месторождения, но и на соседних площадях.

Известняки, в основном, афанитовые, скрытокристаллические, темно-серые, местами почти черные, плотные, крепкие, массивные или толстоплитчатые, местами трещиноватые (трещины выполнены микрозернистым кальцитом и глинисто-битуминозным веществом). В подошве горизонта известняки сильно глинистые, с прослоями известковистых глин. Породы-коллекторы в разрезе XVI горизонта отсутствуют [12-14].

XVa горизонт, являющийся на месторождении «Северный Нишан» основным продуктивным горизонтом, сложен преимущественно плотными известняками серого и темно-серого цвета, плитчатыми и грубоплитчатыми, местами массивными, с прослоями пористых и мелкокавернозных известняков. Породы характеризуются интенсивной (на отдельных участках) трещиноватостью.

Наибольшее распространение в разрезе данного горизонта получили ступково-водорослевые разновидности известняков, состоящие из ступков и комочков пелитоморфного кальцита, клубочков водорослей, детрита и промежуточной кальцитовый массы, которая интенсивно перекристаллизована, доломитизирована (иногда до 20%), местами слабо (2 – 3 %) ангидритизирована. Встречаются прослои афанитовых известняков, сложенных полиморфным кальцитом, имеющим нечетко выраженное ступковое строение. Порода местами сильно доломитизирована. При этом четко прослеживается приуроченность ее к крыльевым и периклинальным частям складки.

Породы-коллекторы присутствуют в виде прослоев толщиной от 0,6 до 7,6 м. Пористость их изменяется в пределах 5,5 – 13,5%, а суммарная толщина составляет 23 – 41% от общей толщины горизонта (84 – 102 м).

XV горизонт сложен, в основном, известняками комковато-водорослевого состава, темно-серого и черного цвета, плитчатыми, реже массивными, часто трещиноватыми и глинисто-карбонатными породами, характеризующимися слабой доломитизацией и пиритизацией.

В составе данного горизонта выделяются две гамма-активные пачки (ГАП-2 и ГАП-1), толщина которых, соответственно, 1 – 9 м и 5 – 8 м, благодаря которым высокая глинистость и битуминозность четко фиксируются на каротажных диаграммах ГК и НГК.

Породы XV горизонта, в основном, плотные. Проницаемые разности присутствуют в виде единичных (1 – 2) тонких (0,6 – 0,8 м) прослоев: суммарная их толщина составляет 4 – 12%, причем в большинстве скважин они приурочены к кровельной части горизонта, общая толщина которого составляет 13 – 21 м.

Этаж газоносности, охватывающий XV, XVa и XVI горизонты, представляет собой единую газогидродинамическую систему с единым газоводяным контактом (рисунок 2).

Месторождение «Северный Нишан» располагается в северо-восточной части Нишанской антиклинальной зоны. На фоне крупной Нишанской антиклинали, вдоль

ее оси, обособляется ряд складок, осложненных тектоническими нарушениями. Наиболее крупной из них и гипсометрически приподнятой является Северо-Нишанская складка.

Северо-Нишанская складка представляет собой субширотно простирающуюся брахиантиклиналь, ось которой несколько изогнута в северном направлении, постепенно отклоняясь на юго-запад. Размеры складки по замкнутой изогипсе минус 3300 м составляют: длина 11 км, ширина (в центральной части) 5,5 км, высота 420 м. Складка имеет асимметричное строение, углы падения пластов на крыльях составляют $5 - 8^\circ$ (рисунк 3).

Строение северной части складки осложнено тектоническим нарушением, по которому северный блок опущен относительно южного. Данное нарушение, имеющее конседиментационный характер, установлено по материалам сейсморазведочных исследований. Нарушение косвенно подтверждается результатами бурения скважин 2, 4 и 5, 7, расположенных по разные стороны от нарушения на расстоянии 1,5 км друг от друга, в которых гипсометрическое положение кровли нижних ангидритов различается на 580 – 610 м. Это является следствием резкого увеличения мощности соляно-ангидритовой толщи, которая резко возрастает к северу от нарушения, составляя (без нижних ангидритов) 743 – 791 м, против 253 – 320 м на южном блоке.

Амплитуда нарушения в районе свода достигает 500 м. В восточном и западном направлениях она постепенно сокращается. А в Нишанской структуре и вовсе затухает. Описанное нарушение служит тектоническим экраном для залежи Северо-Нишанского месторождения. По нему продуктивные породы XV и XVa горизонтов контактируют с соленосной толщей титона, обладающей отличными экранящими свойствами.

На юго-западе к Северо-Нишанской складке примыкает Нишанская антиклинальная складка, имеющая субмеридиональное простирание. Свод её находится в районе поисковой скважины 1 Нишан, совпадая в основном со сводом подсолевой складки. По кровле нижних ангидритов и XV горизонта южное замыкание складки не установлено. В пределах ее северной периклинали обособляется небольшой купол, размер которого (по изогипсе 3200 м), 1,6 км * 1 км * 20 м. Сочленение Северо-Нишанской и Нишанской структур происходит по тектоническим нарушениям юго-востоко-северо-западного простирания. Наличие их однозначно установлено в разрезе, вскрытом разведочной скважиной 13.

Первый взброс с амплитудой 82 м подсечен на глубине 3715 м, начиная с которой происходит повторение XV горизонта (ГАП-1 и ГАП-2). Зафиксирована плоскость второго взброса, амплитуда которого 31 м.

Суммарная амплитуда смещения по кровле XV горизонта составляет 113 м. Нарушение имеет конседиментационный характер. По данным сейсморазведки зона нарушения составляет 180 м. Вверх по разрезу амплитуда смещения сокращается в нижних солях (вблизи кровли нижних ангидритов) и полностью затухает [3].

Геолого-физические характеристики и состав пластового газа газоконденсатного месторождения «Северный Нишан» приведены в *таблице 1*.

Месторождение «Северный Нишан» введено в эксплуатацию в 2007 г. с вводом скважины №2.

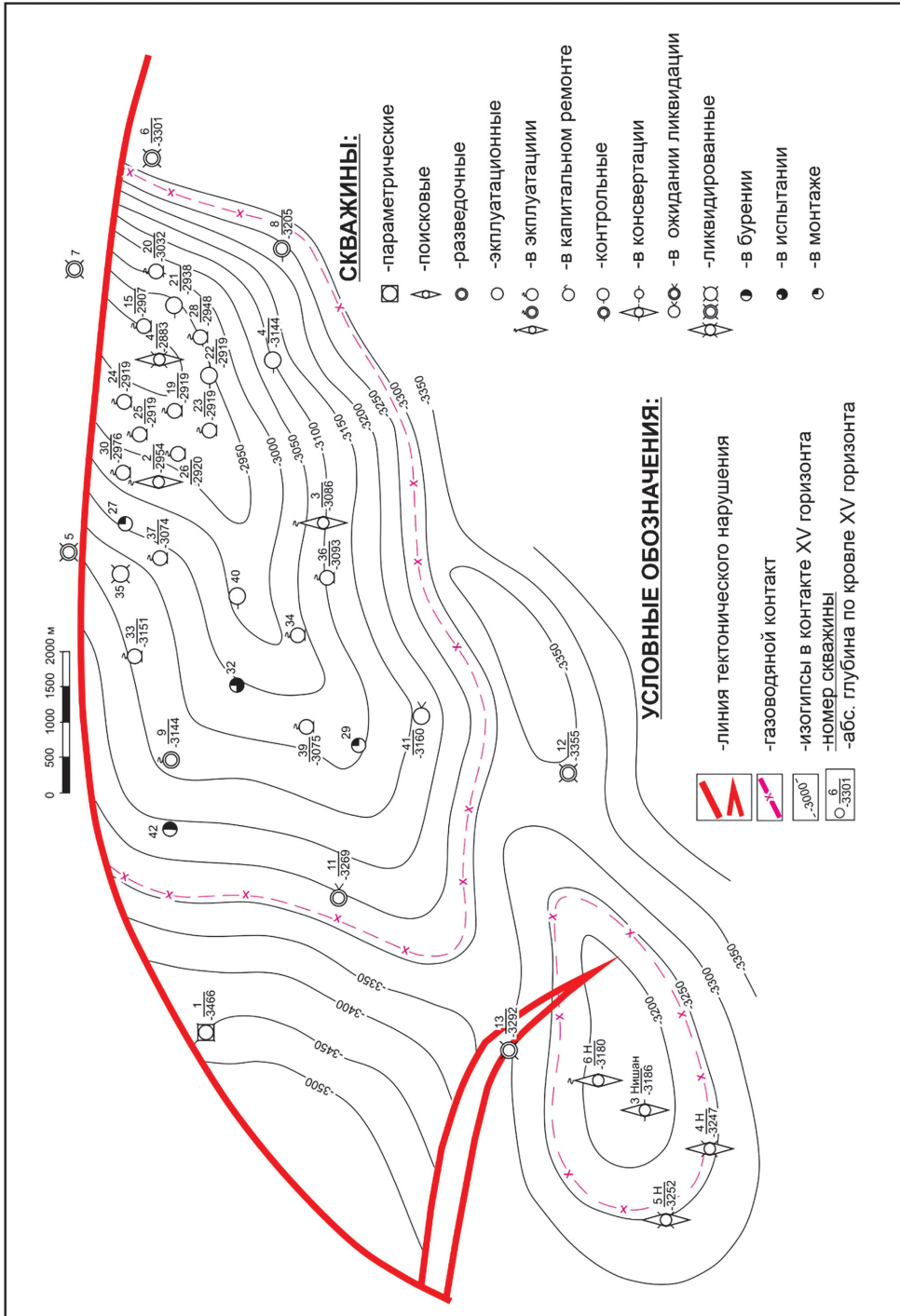


Рисунок 3 – Структурная карта по кровле XV горизонта месторождения «Северный Нишан» (составили: Ч.К. Шеров, Л.Э. Лян; 2009 г.)

Таблица 1 – Геолого-физические характеристики и состав пластового газа газоконденсатного месторождения «Северный Нишан»

Параметры	Единицы измерения	Величина параметров
Начальные запасы газа – сырого/сухого	млн м ³	30725/30381
Геологические/извлекаемые запасы конденсата	тыс.т	1762/1456
Балансовые запасы компонентов:		
этан	тыс.т	1574
пропан	тыс.т	544
бутан	тыс.т	298
Начальное потенциальное содержание в пластовом газе:		
конденсат	г/м ³	58
этан	г/м ³	51,8
пропан	г/м ³	17,9
бутан	г/м ³	9,8
Содержание H ₂ S в пластовом газе:	молярная доля, %	0,0006
Содержание CO ₂ в пластовом газе:	молярная доля, %	2,68
Начальное пластовое давление	МПа	54,96
Пластовая температура	К	400,4
Критические параметры газа:		
давление	МПа	47,46
температура	К	204,89
Относительная плотность газа	-	0,659
Плотность газа	кг/м ³	0,793
Средняя глубина залежи	м	3500

Показатели добычи с начала разработки на 01.01.2021 г. составляют: природного газа – 15,178 млрд м³ и газового конденсата 626,1 тыс. тонн, среднее текущее пластовое давление 100 кгс/см², выработанность месторождения: по газу 50,9%, по конденсату – 52,1% (таблица 2).

На 01.01.2021 г. фонд скважин составляет 50 единиц:

- контрольные – 9 скважин;
- ликвидированные – 18 скважин;
- в ожидании ликвидации – 1 скважина;
- эксплуатационные – 22 скважины, из них действующие – 14 скважин (3, 4, 16, 24, 26, 31, 34, 37, 39, 40, 42, 43, 46, 47, 49);
- бездействующие – 8 скважин.

Таблица 2 – Динамика основных показателей разработки газоконденсатного месторождения «Северный Нишан»

Годы	Добыча газа, тыс. м ³		Добыча конденсата, тонна		Содержание конденсата, г/см ³	Фонд скважин, ед.		Средний дебит на скв.		Пластовое давление, МПа
	годовая	накоплен	годовая	накопленная		ввод в бурение	действующие	Газ, тыс. м ³ /сут	Конденсат, т/сут	
2007 г.	1139472	1139472	55,772	55,772	48,9	9	7	3121,8	152,8	53,1
2008 г.	3055044	4194516	146,478	202,25	47,9	11	19	8370,0	401,31	48,0
2009 г.	4673694	8868210	226,303	428,553	48,4	4	20	12804,6	620,01	40,2
2010 г.	2731803	11600013	115,287	543,84	42,2	1	23	7484,4	315,85	35,7
2011 г.	799108	12399121	20,733	564,573	25,9		19	2189,3	56,80	34,3
2012 г.	447846	12846967	9,544	574,117	21,3		19	1227,0	26,15	33,6
2013 г.	430938	13277905	12,01	586,127	27,9		19	1180,7	32,90	33,2
2014 г.	397236	13675141	13,136	599,263	33,1	7	24	1088,3	35,99	32,9
2015 г.	364721	14039862	3,829	603,092	10,5	4	28	999,2	10,49	32,0
2016 г.	291461	14331323	4,031	607,123	13,8		28	798,5	11,04	31,0
2017 г.	323264	14654587	7,095	614,217	21,9	1	27	885,7	19,44	24,9
2018 г.	276732	14931319	5,085	619,303	18,4		25	758,2	13,93	18,0
2019 г.	247128	15178447	6,835	626,138	27,7		25	677,1	18,73	17,7
2020 г.	219430	15397877	6,465	632,603	29,5		22	601,2	17,71	14,0

Как видно из таблицы 2 в период 2007 – 2010 гг. на месторождении были достигнуты высокие темпы отбора газа, достигших в 2008 г. – 10%, а в 2009 г. – 15,4% от начальных запасов газа. При этом высокие темпы были достигнуты в основном за счет высоких депрессий на пласт, изменяющихся в скважинах от 25 до 32 МПа при допустимой депрессии – 20 Мпа.

Степень увеличения концентрации запасов газа в зависимости от коэффициента аномальности пластового давления определена путем сопоставления их объемов, рассчитанных от фактического и гидростатического давления объемным методом по формуле:

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot f(P_H \cdot \alpha - P_K \cdot \alpha_K) \cdot \beta_r \cdot \eta_r \quad (2)$$

где, V – извлекаемые запасы газа; F – площадь в пределах продуктивного контура газоносности; h – мощность пористой части газоносного пласта; m – коэффициент пористости; $f = \frac{T+t_c}{T+t_{пл}}$ – поправка на температуру для приведенного объема газа к стандартной температуре; P_H – пластовое давление; α и α_K поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта для P_H и P_K ; P_K – конечное, среднее, остаточное абсолютное давление; β_r – коэффициент газонасыщенности; η_r – коэффициент газоотдачи.

Время истощения газовой залежи и изменение во времени давления на внешней границе и на забое скважины, а также дебита определены по методике, предложенной в работе [15] по формуле:

$$P_c = \sqrt{P_K^2 - \frac{Q_{at}}{r}}; \quad (3)$$

$$r = \frac{\pi kh(P_K^2 - P_c^2)}{\mu P_{at} \ln \frac{R_K}{r_c}}; \quad (4)$$

$$P_{кон} = \sqrt{P_c^2 + \frac{Q_{at}}{r}}; \quad (5)$$

$$T = \frac{P_H - P_K}{\frac{Q_{at} - P_{at}}{\Omega}}; \quad (6)$$

$$\Omega = \pi h m (R_K^2 - r_c^2); \quad (7)$$

где, P_c – давление на забое скважины; P_K – давление на внешней границе; Q_{at} – дебит скважины; k – проницаемость пласта; h – мощность пласта; μ – коэффициент вязкости газа в пластовых условиях; m – коэффициент пористости; R_K – радиус контура зоны дренирования; r_c – радиус скважины.

Расчет давления смыкания трещин рассмотрен во многих работах. Последовательность расчета давления смыкания трещин в следующей последовательности.

Как известно, напряженное состояние горных пород в природных условиях обусловлено действием горного давления. Если в пустотном пространстве пород имеется давление жидкостей и газов, эффективная часть горного давления ($P_{эф}$) равна разности между полным горным давлением (P_r) и пластовым давлением ($P_{пл}$), т.е.

$$P_{эф} = P_r - P_{пл}; \quad (8)$$

Вертикальное давление горных пород равно:

$$P_r = \sum_{i=1}^n \rho_i g h_i; \quad (9)$$

где ρ_i – средняя плотность прослоев вышележащих пород; g – ускорение свободного падения; h_i – толщина вышележащих прослоев.

Установлено, что горное давление не полностью передается в горизонтальном направлении, поэтому боковое горное давление равно:

$$P_{Гб} = \alpha_{бр} P_r; \quad (10)$$

где $\alpha_{бр}$ – коэффициент бокового распора горных пород, определяемый по формуле:

$$\alpha_{бр} = \vartheta / (1 - \vartheta); \quad (11)$$

здесь ϑ – коэффициент Пуассона, величина которого изменяется от 0 до 0,5. Величина 0,5 соответствует плывунам и телам, ведущим себя подобным образом, а нулевое значение присуще телам, обладающим упругостью.

В коллекторах порового, кавернового, трещинного и смешанного типов, в которых пластовое давление не равно нулю, боковое горное давление определяется величиной эффективного горного давления:

$$P_{\text{эф.гб}} = \frac{\vartheta}{1 - \vartheta} (P_r - P_{\text{пл}}); \quad (12)$$

Считается, что при снижении пластового давления ниже эффективного бокового давления начинается процесс смыкания трещин коллекторов. В результате происходит снижение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, приводящее к уменьшению коэффициента продуктивности и дебитов скважин, что в конечном счете сказывается и на величине нефте- и газоотдачи пластов.

Результаты и обсуждение. Расчет увеличения концентрации запасов газа по мере роста коэффициента аномальности пластового давления проведен для геолого-физических условий газоконденсатного месторождения «Северный Нишан» при следующих параметрах: $F = 46405$ тыс.м³, $h = 22$ м, $m = 12\%$, $f = 0,732$, $P_n = 35$ м и 54,96 МПа, $\alpha = 0,816$, $\alpha_k = 1,02$, $\beta_r = 79\%$, $\eta = 0,94$.

Результаты расчетов показывают, что увеличение пластового давления от гидростатического (35 МПа) до фактического (54.96 МПа), т.е. при коэффициенте аномальности $54,96/35 = 1,57$, удельные запасы газа увеличиваются в 1,33 раза.

Вполне ожидаемые результаты получены по результатам оценки влияния коэффициента аномальности пластового давления на снижение давления на забое скважины и границе зоны дренирования, дебита и времени эксплуатации скважин. Для наглядности результаты расчетов представлены графически на *рисунках 4–7*.

Расчеты проведены для условий: $R_k = 500$ м, $Q_{\text{ат}} = 500$ тыс. м³/сут, P_c конечное = 0,101 МПа, $h = 23,5$ м; $r_c = 0,1$ м, $K = 0,220$ мкм², $m = 12\%$, $\mu = 0,012$ МПа·с при начальных пластовых давлениях 35, 42, 49, 56, 63, 70, что соответствуют коэффициентам аномальности пластового давления 1,0; 1,2; 1,4; 1,6; 1,8 и 2,0.

Из результатов расчетов следует, что аномальность к росту пластового давления положительно влияет на концентрацию запасов газа, темпам снижения забойного

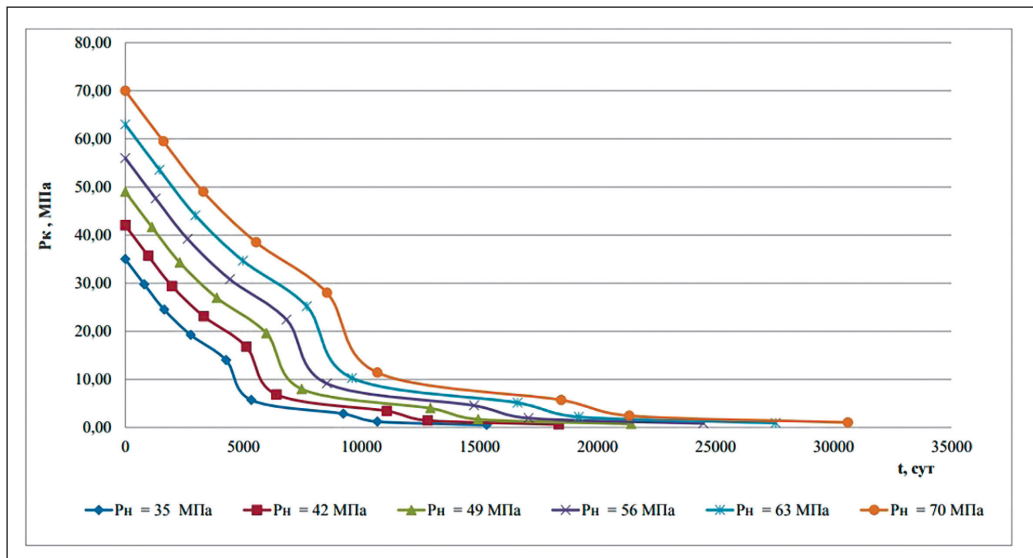


Рисунок 4 – Динамика снижения давления на границе зоны дренирования при различных величинах начального пластового давления

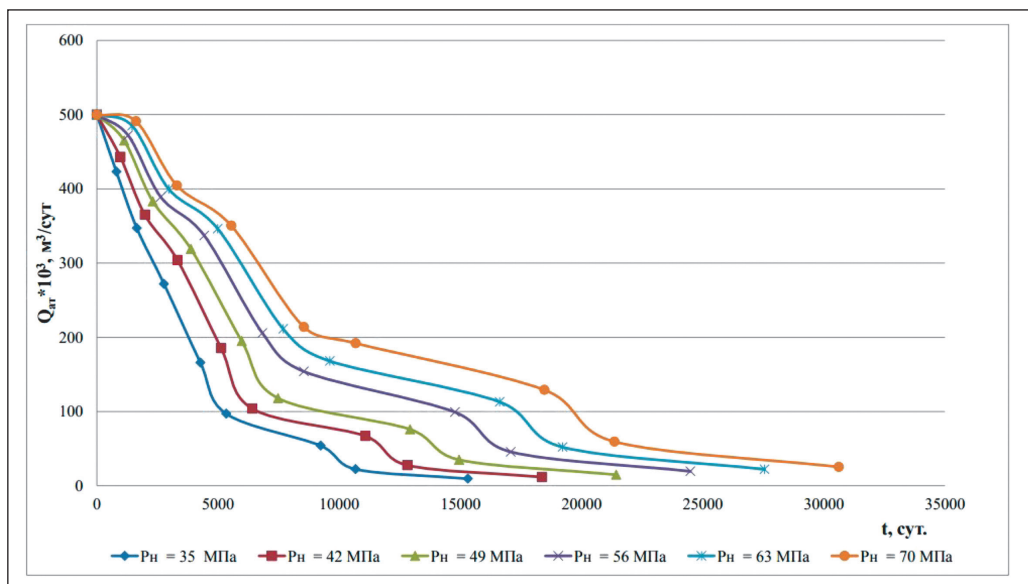


Рисунок 5 – Динамика снижения давления на забое скважины при различных величинах начального пластового давления

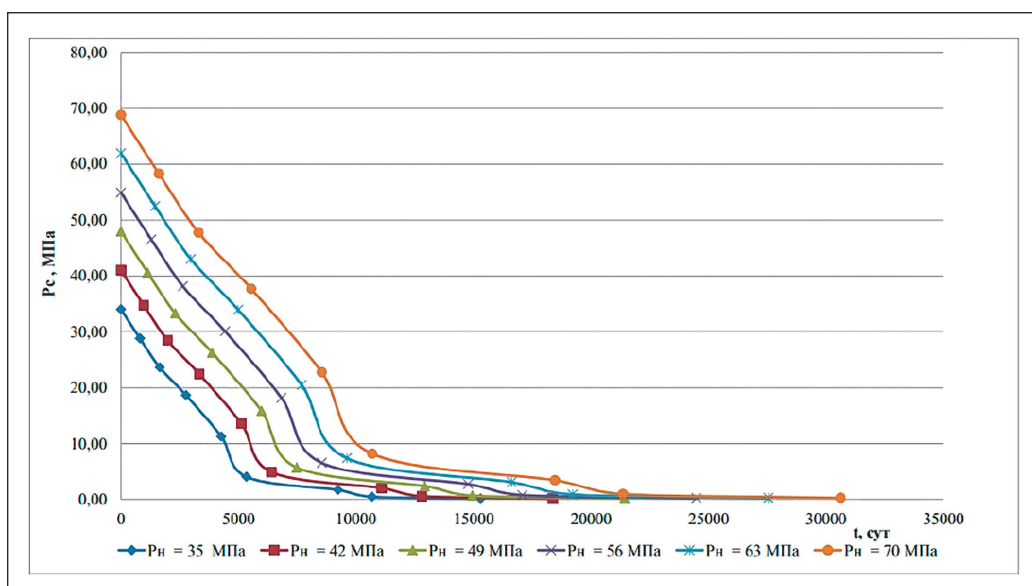


Рисунок 6 – Динамика снижения дебита скважины при различных величинах начального пластового давления

и пластового давления, дебита скважин и срока их эксплуатации. Вследствие этого можно сделать вывод, что эти положительные факторы должны привести к увеличению коэффициента извлечения газа.

Теперь рассмотрим степень влияния отрицательного фактора – деформации коллектора, представляющая собой смыкание трещин, являющихся каналами фильтрации.

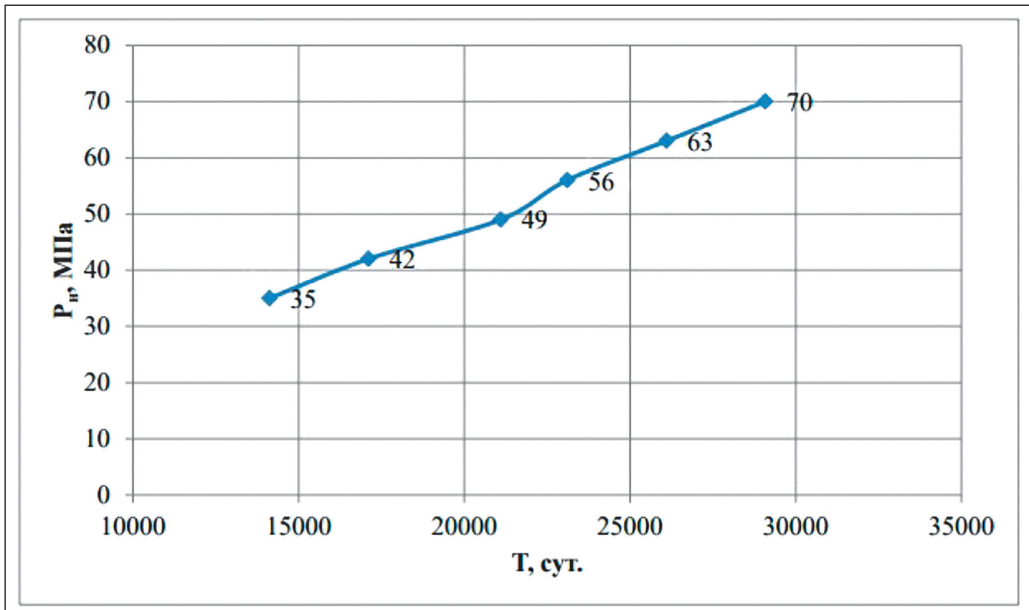


Рисунок 7 – Зависимость срока истощения газоконденсатной залежи от начального

Расчет давления смыкания трещин – эффективного бокового горного давления проведен по формулам (8) – (12), при исходных данных, приведенных в *таблице 3*. Интервалы залегания и мощности различных отложений определены по результатам интерпретации геофизических исследований поисковой скважины №2, а плотность горных пород согласно результатам исследований [6,9-15].

Результаты расчетов при коэффициенте Пуассона 0,33 [7,6], показывают, что горное давление 72,9 МПа, эффективное горное давление – 17,9 Мпа, эффективное боковое горное давление – 9,6 МПа.

Выводы. Проведенные расчеты показали, что рост аномальности пластового давления способствует увеличению концентрации запасов в объеме залежи, снижает темпы падения давления на забое и контуре дренирования, а также дебита, и продлевает срок эксплуатации скважин. Все эти факторы должны привести к росту коэффициента извлечения газа из газовых и газоконденсатных месторождений.

Снижение пластового давления в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений с аномально высокими пластовыми давлениями ниже эффективного бокового горного давления приводит к деформации газонасыщенного коллектора, а в трещинных и трещинно-поровых коллекторах к смыканию трещин является основным путем фильтрации.

На исследованном газоконденсатном месторождении «Северный Нишан» более 75% горного давления (72,9 МПа) уравнивалось начальным пластовым давлением (54,96 МПа). При этом давление смыкания трещин равно 9,6 МПа, т.е. в условиях эксплуатации скважин с депрессиями на пласт от 25 до 32 МПа и текущем пластовом давлении 30 – 40 МПа в призабойной зоне и зоне дренирования происходил процесс смыкания трещин. Результатом явилось резкое снижение среднесуточного дебита скважины от 620 (2009 г.) до 56 тыс. м³/сут (2011 г.).

Достигнутая величина коэффициента извлечения газа (50,9%) свидетельствует, что деформация коллектора на залежах с аномально высоким пластовым давлением оказывает наибольшее влияние на выработанность запасов газа.

Так как наибольшее снижение пластового давления происходит вблизи газодобывающих скважин, естественно полагать, что трещины фильтрации закрываются именно в этой зоне, а межскважинное пространство остается в защищенном виде.

Для вовлечения в дренирование остаточных запасов газа, находящихся в межскважинном пространстве наиболее предпочтительной технологией является гидравлический разрыв пласта, позволяющий не только восстанавливать природные, но и создать новые трещины, а закачка пропанта позволяет сохранить их проводимость даже при значительном снижении пластового давления.

Также, перспективным является технология радиального вскрытия с последующим гидравлическим разрывом пласта. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Иванова М.М. Нефтегазопромисловая геология. Терминологический справочник. – Москва: Недра, 1983. – С. 262. [Ivanova M.M. Neftegazopromyslovaya geologiya. Terminologicheskij spravochnik. – Moskva: Nedra, 1983. – S. 262.]
- 2 Хайитов О.Г. Геологические основы эффективности освоения и извлечения запасов углеводородов месторождений юго-восточной части Бухаро-Хивинского региона. – Ташкент: АО «ИГИРНИГМ». Автореферат диссертации на соискание степени доктора геол.-мин. наук, 2021. – 54 с. [Hajitov O.G. Geologicheskie osnovy effektivnosti osvoeniya i izvlecheniya zapasov uglevodorodov mestorozhdenij yugo-vostochnoj chasti Buharo-Hivinskogo regiona. – Tashkent: AO «IGIRNIGM». Avtoreferat dissertacii na soiskanie stepeni doktora geol.-min. nauk, 2021. – 54 с.]
- 3 Шевцов В.М., Журавлев Я.Е., Закирова А.О. Коррективы проекта разработки газоконденсатного месторождения Северный Нишан. – Ташкент: АО «УзЛИТИнефтегаз», 2011. – С. 190 [Shevcov V.M., Zhuravlev YA.E., Zakirova A.O. Korrekтивы proekta razrabotki gazokondensatnogo mestorozhdeniya Severnyj Nishan. – Tashkent: AO «UzLITIneftegaz», 2011. – S. 190]
- 4 Евдокимова В.А., Кочина И.Н. Сборник задач по подземной гидравлике. – М.: Недра, 1979. – С. 168. [Evdokimova V.A., Kochina I.N. Sbornik zadach po podzemnoj gidravlike. – M.: Nedra, 1979. – C. 168.]
- 5 Ирматов Э.К., Хужараев Б.Х., Агзамов А.А., Бурнашев В.Ф. Динамика фильтрационно-емкостных свойств призабойных зон скважин. – Ташкент: Фан ва технология, 2015. – С. 364. [Irmatov E.K., Huzharaev B.H., Agzamov A.A., Burnashev V.F. Dinamika fil'tracionno-emkostnyh svojstv prizabojnyh zon skvazhin. – Tashkent: Fan va tekhnologiya, 2015. – C. 364.]
- 6 Пулатов Б.Р. Разработка технологии бурения скважин в рапоносных зонах месторождений нефти и газа. Диссертация кандидата технических наук. – Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтегаз», 2005. – С. 26. [Pulatov B.R. Razrabotka tekhnologii bureniya skvazhin v raponosnyh zonah mestorozhdenij nefti i gaza. Dissertaciya kandidata tekhnicheskix nauk. – Tashkent: ОАО «UzLITIneftegaz», 2005. – C. 26.]
- 7 Технология создания конструкции открытого забоя скважины. РД 39-2-1319-85. – М.: Министерство нефтяной промышленности, 1985. – С. 26. [Tekhnologiya sozdaniya konstrukcii otkrytogo zaboya skvazhiniy. RD 39-2-1319-85. – M.: Ministerstvo neftjanoj promyshlennosti, 1985. – C. 26.]

- 8 Плотникова И.Н., Салахидиноva Г.Т., Геохимические критерии идентификации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки. // Нефть и газ. – 2018. – № 5 (101). – С.76- 77. [Plotnikova I.N., Salahidinova G.T., Geohimicheskie kriterii identifikacii nevyrobotannykh uchastkov neftyanykh zalezhej na pozdnej stadii ih razrabotki. // Neft' i gaz. – 2018. – № 5 (101). – S.76- 77.]
- 9 Гурбанов В.Ш., Микаилова Н.Э. Снижение проводимости нефтяных пластов при вскрытии бурением // Нефть и газ. – 2018. – № 2 (104). – С. 76. [Gurbanov V.SH., Mikailova N.E. Snizhenie provodimosti neftyanykh plastov pri vskrytii bureniem // Neft' i gaz. – 2018. – № 2 (104). № 2. – S. 76]
- 10 Подгорнов В.М. Заканчивание скважин. – М.: РГУ нефти и газа им. Губкина, 2017. – С. 14-47. [Podgornov V.M. Zakanchivanie skvazhin. – M.: RGU nefti i gazaim. Gubkina, 2017. – S. 14-47].
- 11 Танжарыков П.А., Амангельдиева Г.Б., Тлеуберген А.Ж.. Ұңғымалық ортаның коррозиялық белсенділігін бағалау // Нефть и газ. – 2021. – № 6 (126). – С. 79- 90. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-6.04> [Tanzharykov P.A., Amangel'dieva G.B., Tleubergen A.ZH.. Ұңғымалық ортаның korroziyalық belsendiligin бағалау // Neft' i gaz. – 2021. – № 6 (126). – С. 79- 90.]
- 12 Сулейменов Н.С. Факторы влияющие на снижение гидропроводности призабойной зоны скважины Нефть и газ. – 2021. – № 6 (126). – С. 100–109. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-6.06>. [Sulejmenov N.S. Faktory vliyayushchie na snizhenie gidroprovodnostiprizabojnoj zony skvazhiny Neft' i gaz. – 2021. – № 6 (126). – S. 100–109.]
- 13 Байке Г. Разработка технологий и технических средств для поддержания пластового давления // Нефть и газ. – 2021. – № 2 (122). – С. 106-111. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-2.0> [Bajke G. Razrabotka tekhnologij i tekhnicheskikh sredstv dlya podderzhaniya plastovogo davleniya // Neft' i gaz. – 2021. – № 2 (122). – С. 106-111.]
- 14 Темиргали Д., Нурбекова К.С. Оценка эффективности проведения гидравлического разрыва пласта с использованием результатов современных гидродинамических исследований скважин // Нефть и газ. – 2021. – № 2 (122). – С. 125-131. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-2.1> [Temirgali D., Nurbekova K.S. Otsenka effektivnosti provedeniya gidravlicheskogo razryva plasta s ispol'zovaniyem rezul'tatov sovremennykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin // Neft' i gaz. – 2021. – № 2 (122). – S. 125-131.]
- 15 Джатыков Т.Е., Сагиндыков Б.Ж., Бимұратқызы Қ. Оперативное определение оптимального заполнителя трещины при гидроразрыве пласта // Нефть и газ. – 2020. – № 6 (120). – С. 74-92. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2020-5.040> [Dzhatykov T.Ye., Sagindykov B.Zh., Bimұratkyzy Қ. Operativnoye opredeleniye optimal'nogo zapolnitelya treshchiny pri gidrorazryve plasta // Neft' i gaz. – 2020. – № 6 (120). – S.74-92.]