ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

[1]Н.Ш. Яхяев, [2]Р.Н. Девликамов

Бухарский инженерно-технологический институт

Аннотация. Значительное усложнение условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, истощение основных крупнейших месторождений жидкого и газообразного углеводородного сырья, значительная амортизация большого количества добывающих скважин, пробуренных 20-25 лет назад, привели к резкому возрастанию роли нефтегазопромыслового оборудования в добыче и подготовке нефти и газа.

Ключевые слова: скважина, дебит, перфорация, просветность забоя, вскрытия пласта, гликол, регенерация, абсорбент.

Annotation. The significant complication of the operating conditions of oil and gas fields, the depletion of the main largest deposits of liquid and gaseous hydrocarbons, and the significant depreciation of a large number of production wells drilled 20-25 years ago have led to a sharp increase in the role of oil and gas field equipment in oil and gas production and treatment

Keywords: borehole, flow rate, perforation, borehole, clearance, reservoir opening, glycol, regeneration, absorbent.

Аннотация. Нефт ва газ конларининг иш шароитларининг сезиларли даражада мураккаблашиши, суюқ ва газсимон углеводородларнинг асосий йирик конларининг камайиши ва 20-25 йил олдин қазилган кўплаб ишлатилаётган қудуқларининг сезиларли даражада ескириши нефт ва газ конларининг ролининг кескин ошишига олиб келди. нефт ва газ соҳасидаги ускуналарни ишлаб чиқариш ва мадернизация қилишга зарурати пайдо бўлди.

Калит сўзлар: қудуқ, қазиб олиш, қатламни очиш, қудуқ туби, қатламни ўзлаштириш, гликол, қайта тиклаш, абсорбент.

Введение.Природные газы, или, точнее газы земной коры заполняют пустоты поры и трещины горных пород, образуя при благоприятных условиях крупные газовые скопления, или находятся в виде растворов в подземных водах и нефти. Газы встречаются также в адсорбированном состоянии на поверхности горных пород. Наша страна обладает огромными ресурсами природных газов. В результате по указу президента проведенных разведочных работ и открыты новые крупные месторождения (ЯнгиЎзбекистон и Мустақиллик-25), рациональная разработка которых является одной из важнейших задач газовой промышленности.

Целю исследование для получение прямых и косвенных данных о состояние призабойной зоны газовых скважин и нынешние характеристику (геолого-физических параметров) вокруг ствола скважины продуктивного

ISSN 3030-3907

пласта, физических свойствах насыщающих пласт продуктом, состоянии призабойной зоны скважины, выкидных линий а также промыслового оборудования.

Основная часть. В процессы эксплуатации скважин исследоваются для получение данных как сказыно выше, разделяется методы исследование на первоначальные, текущие и специалные. Как поставлынных целю пред сабой расмотриваю текущию метод исследование для добывающих скважин по практике текущий исследование проводять раз в год. Полученные данный используются для подтверждения или изменения технологического режима эксплуатации скважин, определения мероприятий по увеличению дебитов газовых скважин, построения карт изобар (линий равного давления), определения текущих запасов газа и других продуктов по месторождения, контроля и регулирования системы разработки залежи. Данные метод исследование проводятся при установившихся и неустановившихся режимах работы добывающым скважинах для определения следующых параметров: Условно-статические пластовые давления; зависимость дебита газа от разности квадратов давлений; коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B; приведенный радиус скважины; радиус полусферической каверны у перфорационного канала; просветность забоя; работающий интервал пласта на забое скважины; запасы газа в удельном объеме дренирования скважины; коэффициент качества вскрытия пласта; коэффициент гидралического сопративления колонны НКТ; коэффициенты теплопередачи горных пород разреза скважины [1].

Основными проблемами на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, являются: снижение добывных возможностей пласта и продуктивностей скважин; обводнение залежей и интенсивные водо- и пескопроявления при работе скважин; физический и моральный износ промыслового оборудования, требующий постоянного обновления и соответственно значительных объемов капитальных вложений в реконструкцию и техническое перевооружение объектов.

Экспериментальная часть. Актуальность проблемы добычи газа в условиях истощенных залежей заключается в необходимости создания новых технических средств и выработки технологических решений, направленных на достижение максимальной текущей и конечной газоотдачи при сохранении уровня рентабельного производства.

В приведенном ниже исследовании обобщен опыт разработки газовой залежи, предложены новые научные и технические решения, направленные на интенсификацию добычи газа, повышение эффективности и качества подготовки углеводородного сырья [2]. Эксплуатация газовых скважин

ISSN 3030-3907

касаемый выбранным заданный режим работы и суточный отбор газа и соответствующе этому отбору противодавление, атакже пределы возможных отклонений от заданного отбора. Технологический режим устанавливается на основе данных испытания скважины; на режим влияют и внешние факторы, в первую очередь пропускная способность газосборных и магистральных сетей и потребност газе, которые в отдельных случаях являются коррелтирующими факторами при установлении режима. Технологический режим скважины устанавливаетса на определенный срок зависимые о состаячние и количества добываемого сырья – обычно на 3 месяца или на 6 оснамной целью устанавливаемых режимы служать для контроля параметрых скважин чтобы добыт максимально продукт оставшиго на залежы. Например, для скважин, которые пробурены с цельюэксплуатации продуктивных пластов, сложенных извесняками, плотными мергелями, плотными доломитами, но в которых снижение давления ниже определенной величины способствует подъему конусов подошвенной или нижней воды и разница между давлением в пласте и давлением в забое может явиться причиной обвалов призабойной зоны и пробкообразавание в стволе наиболее рациональным надо призныть режим постоянной депресии. Это значит, что каждую скважину надо эксплуатировать таким образом, чтобы разность $P_{\text{п}} - P_{\text{з}} = \Delta$ (депрессия пласта) оставалась с течением времени постоянной величиной.

Основные проблемы при эксплуатации скважин в настоящее время обусловлены уменьшением энергетики пласта (снижением давления в залежи), снижением дебитов скважин и обводнением газонасыщенных интервалов. В качестве основного способа борьбы с жидкостью на забоях скважин по исследование можно рекомендовать периодическая продувка скважин, обеспечивающая вынос с забоя накопившейся жидкости, а при прогрессирующем обводнении – остановка скважины для проведения капитального ремонта, водоизоляционных работ. По рекомендациям выще изложенных ситуации при участии мной регулярно проводится эксперимент по обработке забоев скважин твердыми ПАВ (поверхостно-активными веществами). Применение ПАВ позволило обеспечить повышение производительности скважин, значительно сократить количество продувок на факел, уменьшить потери газа и трудоемкость обслуживания скважин, а также увеличить период стабильной работы скважин на проектных технологических режимах. Наибольшему физическому износу за время эксплуатации подверглось технологическое оборудование цеха регенерации гликоля. Особенно это касается так называемых «горячих» насосов, конденсаторов-холодильников и испарителей. Большому коррозионному износу подверглось оборудование системы охлаждения. В связи с частыми порывами трубных

ISSN 3030-3907

пучков испарителей, коррозии трубопроводов, теплообменного оборудования системы охлаждения, конденсаторов-холодильников наблюдался повышенный расход ДЭГ. Начиная с 2000 г., под руководством автора, были выполнены следующие работы по реконструкции промысла:

В помещении неэксплуатируемого в последнее время цеха регенерации ДЭГа низкой концентрации смонтирован цех огневой регенерации триэтиленгликоля. Установлены два малогабаритных блока огневой регенерации ТЭГа, производительностью до 6 м 3/ч. С ноября 2002 г. цех введен в эксплуатацию.

Пуск нового цеха позволил вывести из эксплуатации значительную часть оборудования цеха регенерации ДЭГа, прекратить эксплуатацию котельной, демонтировать громоздкую и ненадежную антифризную систему, отказаться от использования вакуумной регенерации гликоля, перейти на единый для предприятия и более эффективный абсорбент – триэтиленгликоль [2].

Выведена из эксплуатации большая часть оборудования цехов осушки газа. Произведена реконструкция узлов замера газа. Установлены быстросменные сужающие устройства (УСБ), позволяющие максимально автоматизировать процесс коммерческого учета добычи газа.

Произведена замена сменных проточных частей центробежных нагнетателей со степени сжатия 1,23 на 1,35 (что позволило на первом этапе реконструкции работать в 6 ступеней сжатия и снизить давление на приеме до 0,6 МПа).

Анализ динамики отборов газа из сеноманской залежи, в сочетании с динамикой пластового давления и обводнения залежи (рисунок 1) позволил обосновать максимально возможную при существующих технологиях, конечную газоотдачу - 93,5% от рассчитанных на основе методов материального баланса, начальных запасов газа [3].

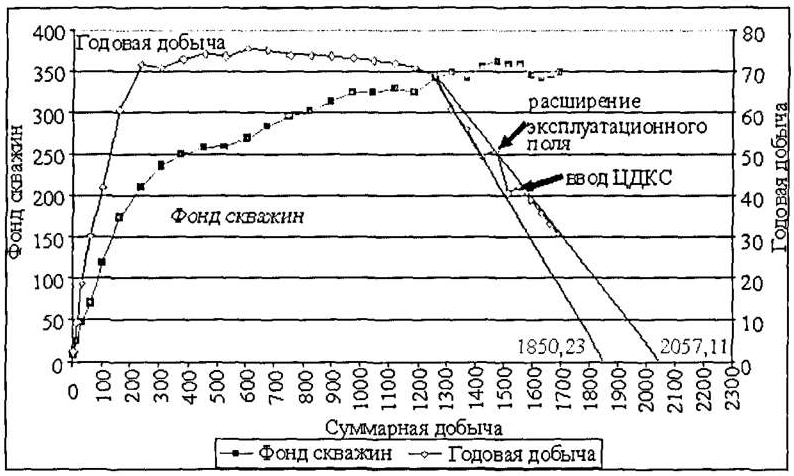


Рис1 - Динамика добычи газа и фонда эксплуатационных скважин

ISSN 3030-3907

Построенный график позволяет сделать еще несколько принципиально важных выводов. В частности: конечная газоотдача в значительной мере определяется состоянием обустройства месторождения. Так расширение эксплуатационного поля и ввод второй очереди ЦДКС позволили увеличить прогнозируемую газоотдачу на 20% [4]

Результаты и обсуждение. При газовом режиме эксплуатации залежи давление в ней и в каждой точке газопровода по пути движения газа до промысловой ДКС уменьшается во времени . Подача газа в МГ или другому потребителю должна происходить при постоянном давлении. Следовательно с увеличением объема добываемого из залежи газа давление в приемном газопроводе ДКС будет уменьшатся, степень сжатия газа непрерывно увеличиваться некоторого максимального значения, более 15 раз [4].

Дожимная компрессорная станция «Алан» создана в ходе обустройства одноименного газового месторождения на юге Узбекистана. Ввод ДКС состоялся в конце 2015 года. Заказчиком проекта выступала компания «Узбекнефтегаз». Проектировщик – ООО «EAST-WEST Engineering» (г. Ташкент). Строительство провело АО «Казанское моторостроительное производственное объединение» (КМПО).

Основной задачей дожимной компрессорной станции, быстрой и эффективной добычи природного газа низкого давления с газового месторождения «Алан», а также значительно повысить производительность добычи природного газа, добываемого с Мубарекского нефтегазодобывающего управления.

Учитывая, что остановка одного газоперекачивающего агрегата приведет к снижению добычи природного газа примерно на 4,100 млн. установленные ГПА-100 и ГПА-200.

С помощью этой газоперекачивающей станции 8,2 млн. кубических метров природного газа в сутки будет транспортироваться на Мубарекский газоперерабатывающий завод для переработки. Переработанные газы на этом заводе направляются в различные отрасли промышленности и народного хозяйства.

Для справки: Дожимная компрессорная станция «Алан» расположена в Мубарекском районе Кашкадарьинской области, в станции имеется 2 газоперекачивающих агрегата, которые могут перекачивать 4,38 млрд. кубических метров природного газа в год

Компрессорная станция «Алан» Мубарекского нефтегазодобывающего управления способна утилизировать до 9,137 млн кубометров промышленного газа в сутки, разработана проектная документация и завершены строительно-

ISSN 3030-3907

монтажные работы и внедрена в производство 2-компрессорная станция низкого давления (КС-2) «Алан».

Кроме того, за счёт капитального ремонта и интенсификации 36 скважин планируется дополнительно добыть 63,7 млн кубометров природного газа и 1,2 тысяч тонн газового конденсата.

Общая мощность 2-ой компрессорной станции низкого давления «Алан» составляет 4 569 млн кубометров в сутки, через 2 агрегата промышленный природный газ из скважин низкого давления месторождения «Алан» повышая давление перекачивается в компрессорную станцию «Алан» С вводом в эксплуатацию 2-х компрессорных станций низкого давления и в результате повышения давления 3,3 млрд кубометров природного газа в год на месторождении «Алан» будет достигнуто увеличение суточной добычи природного газа на 1 млн кубометров.

Для обеспечения стабильной работы компрессорной станции (КС) в 2021 году на месторождении «Алан» предусматривается бурение дополнительно 11 новых скважин, строительство газового коллектора протяженностью 7,9 км, в результате чего с месторождения будет добываться 2,7 млрд кубометров природного газа в год [5].



Мубарекское нефтегазодобывающее управление имеет 11 компрессорных станций (КС) и 14 газозаготовительных установок на 33 нефтегазоконденсатных месторождениях. Остаточные запасы месторождения «Алан» – 25,5 млрд кубометров природного газа и 1,1 млн тонн конденсата.

Мубарекского управления в добываемом АО «Узбекнефтегаз» природном газе составляет почти 45 процентов. В 2022 году ожидается добычи 15,0 млрд. кубометров природного газа из месторождений управления.

Особое внимание было уделено выполнению геологоразведочных работ в регионе, и в 2017-2021 годах всего было открыто 6 месторождений углеводородов («Чордарбаза», «Дултатепа», «Куйи Памук», «Янги Олот», «Ижобот», «Раззокбобо») и приращены запасы 74,6 млрд кубометров

ISSN 3030-3907

природного газа и 3,1 млн тонн жидких углеводородов, открыто 2 новых месторождения («Куйи Помук», «Янги Олот») и запасы природного газа в объеме 6,2 млрд кубометров и 356 тыс. тонн жидких углеводородов. Ожидается, что к концу года этот показатель достигнет 12,0 млрд кубометров.

Генеральный подрядчик проекта - компания «Enter Engineering» за короткий промежуток времени завершил технологический объект стоимостью 87,8 млн. долларов. Современное газотурбинное оборудование и компрессоры поставили ведущие зарубежные компании, а именно «Baker Hughes», «Акчелик», «ДенЭйр Энержи», «ИГНК», «Шандонг Винтех» и другие

Поршневые компрессоры – это машины статического сжатия газа уменьшением объема [5].

Таблица.1

Характеристики, применяемые газоперекачивающих агрегатов

Марка ГПА	Мощность кВт	Частота вращения вала мин$^{-1}$	Число цилиндров двигателя	Наибольшее число цилиндров компрессора	К. п .д. Двигателя
ГМ-8	440	600	8	4	0,275
10ГКМ	735	300	10	5	0,275
10ГКН	1100	300	-	-	-
10ГКНА	1100	300	10	5	0,295
МК-8	2060	300	8	4	0,36
ДЗ-12	5500	300	12	6	0,36
6М-25	40000	375	Электро.д	6	0,96
КС-5500**	400	600	8	4	0,275

Мощность силового привода (в кВт) для политропного процесса сжатия газа в поршневом компрессоре можно рассчитать по (1).

$$N = \frac{10^4 m \cdot p_н V_ц \cdot \mu_п}{60 \cdot 120 (m-1) \eta} \left[\left(\frac{p_в}{p_п} \right) - 1 \right] \quad (1).$$

m - показатель полтропы; pв, pп –абсолютные давления соответственно в выкидном и приемном коллекторах компрессора; Vц – геометрический объем, поршня, μп - объемный коэффициент подачи газа ; η - к. п.д привода

ISSN 3030-3907

Коммерческую подачу ПК при стандартных условиях рассчитывают по формуле (2).

$$Q_{\text{п}} = V_{\text{ц}} \frac{P_{\text{п}} \cdot z_{\text{с}} \cdot T_{\text{с}}}{z_{\text{п}} \cdot P_{\text{с}} \cdot T_{\text{п}}} \cdot \mu_{\text{п}} \quad (2).$$

В результате ввода этого устройства в эксплуатацию была создана возможность добычи дополнительно 1 млн. кубометров газа. При этом строительство газопровода Тегирмон-Сомонтепа протяженностью 47 километров будет позволять транспортировать 1 миллиард кубометров газа в год.

Вывод. Как заключении выше сказанным, до нынешнего время по странам СНГ и Бухара-Хивинского региона. Выявлено разные причины по поводу объёма добычи сырья анализ технологических показателей разработки газовых месторождения и режимов работы скважин и другого газопромыслового оборудования на заключительной стадии разработки. Бухара-Хивинском регионе, с начальным запасом в 160 миллиардов кубометров природного газа. Здесь была введена в эксплуатацию установка комплексной подготовки газа, а затем, с учетом резкого падения пластового давления, была построена и введена в эксплуатацию в 2009 году первая дожимно-компрессорная станция. С целью максимального извлечения запасов с месторождения в количестве 37 миллиардов кубометров газа и 1,3 млн. тонн конденсата принято решение о строительстве второй дожимно-компрессорной станции.

Использованная литература

1. Б.Б. Лапук. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. Ижевск, 2002. 293 с.

2. Меньшиков С.Н. Эксплуатация объектов газодобычи на поздней стадии разработки / С.Н. Меньшиков, А.Н. Лапердин, О.М. Ермилов, И.С. Морозов // Газовая промышленность. - 2010. - № 3. - С. 40-44.

3. И.С. Морозов Анализ состояния промыслового оборудования на месторождении Медвежье // Наука и техника в газовой промышленности, - 2011.-№ 1.С. 104-106.

4. M.O. Sattorov. Neft va gazni yig’ish, tayyorlash va uzatish. Darslik. – Buxoro. “Durdona”, 2021. 440 b.

5. Яхяев Н.Ш. Technology of extraction of cubic residues by thermal oxidation of oil sludge // Universum: технические науки: Научный. журнал. – Москва, 2023. - №2 (107). - С. 45-49.

ISSN 3030-3907