УДК 622.276

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПЛУНЖЕРНОГО ЛИФТА ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

♦♦♦♦♦

ANALYSIS OF THE POSSIBILITY OF IMPLEMENTING PLUNGER LIFT TECHNOLOGY FOR OPERATION OF GAS WELLS AT THE LATE STAGE OF OIL AND GAS CONDENSATE FIELD DEVELOPMENT

Жарикова Наиля Халимовна
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Кусова Лизавета Генадиевна
студентка направления подготовки 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии»,
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
kusovalisa@gmail.com

Кусова Дарья Генадиевна
студентка направления подготовки 38.03.01 «Экономика предприятия и организации»,
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
d_kusova@inbox.ru

Аннотация. В настоящее время одной из главных проблем на рассматриваемом нефтегазоконденсатном месторождения является накопление жидкости на забое скважин. Самозадавливание скважины – процесс остановки скважины из-за накопления скважинной жидкости, происходящей из-за недостаточной скорости газового потока, т.е. скорость ниже критического значения (минимально необходимого) для выноса воды. В статье приведён вариант решения существующей проблемы с помощью подбора эффективного и не слишком затратного метода – с помощью внедрения системы плунжерного лифта. Плунжерный лифт – довольно доступная и эффективная технология, а также простая в монтаже и эксплуатации; она является сравнительно недорогой, что служит одним из основных критериев при подборе метода для удаления жидкости из скважины на стадии падающей добычи.

Ключевые слова: эксплуатационный фонд скважин; анализ эффективности работы лифтовых подъёмников; со-

Zharikova Nailia Khalimovna
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields,
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields,
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Kusova Lizaveta Genadievna
Student training direction 21.05.06 «Oil and Gas Equipment and Technologies»,
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
kusovalisa@gmail.com

Kusova Daria Genadievna
Student training direction 38.03.01 «Economy of Enterprise and Organization»,
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
d_kusova@inbox.ru

Annotation. Currently, one of the main problems at the oil and gas condensate field under consideration is the accumulation of fluid at the well bottom. Self-suppression of a well is the process of stopping a well due to the accumulation of well fluid, which occurs due to insufficient gas flow velocity, i.e. the velocity is below the critical value (minimum required) for water removal. The article presents a solution to the existing problem by selecting an effective and not too expensive method – by introducing a plunger lift system. A plunger lift is a fairly accessible and effective technology, as well as easy to install and operate; it is relatively inexpensive, which is one of the main criteria when selecting a method for removing fluid from a well at the stage of declining production.

Keywords: operational well stock; analysis of the efficiency of lift lifts; condition of

стояние добывающих скважин на поздней стадии разработки; методы удаления жидкости из добывающих скважин; технология плунжерного лифта; ввод установки плунжерного лифта в эксплуатацию; внедрение плунжерного лифта на месторождении.

production wells at a late stage of development; methods of removing liquid from production wells; plunger lift technology; commissioning of a plunger lift installation; implementation of a plunger lift at a field.

Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской низменности на юге Тазовского полуострова. В административном отношении территория входит в состав Надымского (районный центр – г. Надым) и Тазовского (районный центр – п. Тазовский) районов Ямало-Ненецкого автономного округа (окружной центр – г. Салехард) Тюменской области.

Геологический разрез месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и породами палеозойского фундамента. Разрез осадочного чехла вскрыт на максимальную глубину 4515 м.

Характеристика сеноманской газовой залежи

Газовая залежь пласта ПК1 приурочена к верхней части сеноманских отложений, в пределах контура газоносности вскрыта на абсолютных глубинах от минус 954,0 м до минус 1179,1 м. По своему строению она в основных чертах идентична одновозрастным залежам других месторождений севера Тюменской области. Залежь сосредоточена под региональной глинистой покрышкой турон-датского возраста, толщина которой составляет 500–800 м, и связана с мощной толщей переслаивания песчано-алевролитовых и алевролито-глинистых пород. Тип залежи – массивная, водоплавающая. Пластовое давление соответствует гидростатическому на уровне ГВК, поскольку песчано-алевролитовая толща сеномана представляет собой единую гидродинамическую систему, к верхней части которой приурочена залежь газа. Газогидродинамическая связь песчано-алевролитовых пластов внутри продуктивной толщи сеномана подтверждается по результатам детальной корреляции скважин и по характеру изменения давления в процессе разработки.

Продуктивная часть сеномана представлена таким образом песчано-алевролитовыми породами с подчинённым значением глинистых прослоев, имеющих преимущественно линзовидное залегание. Помимо невыдержанности глинистые прослои значительно опесчанены. Толщины песчано-алевролитовых пластов-коллекторов достигают 45 м, а толщины прослоев глин и глинисто-карбонатных пород, разделяющих пласты-коллекторы, составляют 0,4–20,0 м. В среднем проницаемые прослои составляют 76,9 % от общей толщины продуктивного разреза, вскрытого скважинами.

Признаков нефти при испытании разведочных скважин и в процессе разработки не установлено. Нефтепроявлений не отмечалось и в керне.

Сеноманская залежь, как уже отмечалось, является массивной, и объём её определяется двумя поверхностями – кровлей сеноманских коллекторов и уровнем газоводяного контакта. Достоверность определения первой из них сомнений не вызывает, т.к. определяется на основании данных сейсморазведки и бурения большого количества скважин.

Площадь месторождения разделена на несколько площадей (№ 1–3).

Начальный уровень ГВК сеноманской залежи устанавливается на отметках от минус 1156 м до минус 1183 м. При этом наблюдается ярко выраженная тенденция его погружения в северо-восточном направлении. Так, на площади № 2 положение ГВК отбивается на отметках от минус 1156 м до минус 1165 м, на площади № 1 – на отметках минус 1158 – минус 1176 м, на площади № 3 – от минус 1170 м до минус 1183 м. Колебание отметок ГВК по разным скважинам относительно средних обычно не превышает 2–4 м.

В соответствии с установленным положением ГВК размеры залежи составляют: длина 159 км (с учётом выступа – 173 км), ширина в пределах площади № 2 – 20–23 км, в центральной части – 44 км, на площади № 3 – 37 км, с учётом поднятия – 67 км.

Структурная карта сеноманской залежи по кровле пласта ПК1 приведена на рисунке 1.

Рисунок 1 – Структурная карта сеноманской залежи по кровле пласта $ПК_1$

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

На территории Западной Сибири верхнемеловые коллекторы сеномана являются наиболее изученными по коллекторским свойствам и вещественному составу. Литолого-петрографические особенности верхнемеловых отложений месторождения имеют постоянное строение в плане и в разрезе.

Непосредственно над рассматриваемой продуктивной толщей сеноманских отложений залегает пачка туронских глин, служащая региональным репером при корреляции нижележащих отложений $ПК_1$. Глина серая и тёмно-серая, аргиллитоподобная, неравномерно алевритовая, на отдельных участках песчанистая и углистая, слюдистая, плотная, средней крепости. Пласт $ПК_1$ представлен неравномерным чередованием песчаника и глины аргиллитоподобной, со слойками и прослоями алевролита. Среди пород, служащих коллекторами газа, по керну можно выделить 3 группы: песчаники, песчаники алевролитовые (алевропесчаники) и различной степени глинистости алевролиты.

Породы-коллекторы разделяются между собой плотными породами, представленными глинами, известняками, а также песчаниками и алевролитами с базальным карбонатным цементом.

Диапазоны изменения и средние значения геолого-геофизических параметров по результатам измерения на керне приведены в таблице 1. Средние значения приведены для всего пласта ПК1 и для коллекторов его газонасыщенной части.

Таблица 1 – Диапазоны измерения и средние значения геолого-геофизических параметров

Пласт	Оценка	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мД	Водонасыщенность, доли ед.	Плотность, г/см^3	Карбонатность, %
$ПК_1$	Количество определений	2295	1749	559	165	155
	минимум	0,01	0,01	0,1	1,51	0,1
	максимум	0,43	6852,1	0,96	3,02	57,4
	среднее	0,28	507,2	0,35	1,88	2,43

Начальное пластовое давление (среднее) по залежи равно 11,54 МПа, начальная пластовая температура (средняя) по залежи 27,0 °С, коэффициент газонасыщенности 0,72, коэффициент пористости 0,30, проницаемость 507,2 × 10^{-3} мкм^2.

Состав газа изучен по пробам, отобранным в процессе исследования разведочных скважин. Газ сеноманской продуктивной толщи имеет метановый состав (содержание метана 98,6 %) с очень незначительным содержанием тяжёлых углеводородов (0,07 %). $C_{5+в}$ в пробах и по результатам исследований на газоконденсатность не обнаружены.

Из негорючих газов присутствует азот в количестве 1,12 %, углекислый газ в количестве 0,19 %. Из инертных газов отмечен аргон и гелий в количестве по 0,01 %. Водород содержится в количестве 0,01 %.

Среднекритические параметры $P_{кр}$ = 4,572 МПа, $T_{кр}$ = 190,49 °К.

Следует отметить, что сеноманский газ рассматриваемого месторождения близок по составу к сеноманскому газу других месторождений севера.

Начальные запасы газа в целом по месторождению (сеноман) по категориям $A + B_1$ составили 5591 млрд м^3.

Анализ дренируемых запасов

Величина активно-дренируемых запасов газа в целом по сеноманской залежи, определённая по состоянию на 01.01.2023 г. и рассчитанная методом падения пластового давления по фактическим данным по каждому эксплуатационному кусту с учётом периода разработки 2008–2022 г., составила 4736,29 млрд м^3. Данные приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение активно-дренируемых запасов газа по сеноманской залежи

Площадь	Кол-во скважин, ед.	Накопленный отбор газа, млрд м^3	$P_{пл}^{ост}$ = 0,106 МПа			
			дренируемые запасы газа, млрд м^3	текущие дренируемые запасы газа, млрд м^3	дренируемые запасы газа на 1 скважину, млрд м^3	текущие дренируемые запасы газа на 1 скважину, млрд м^3
1	740	3258,95	3602,89	343,94	4,87	0,46
2	246	337,01	905,75	568,74	3,68	2,31
3	84	123,99	227,65	103,66	2,71	1,23
В целом	1070	3719,95	4736,29	1016,34	4,43	0,95

В целом по площади № 1 можно отметить, что до 2021 года, несмотря на уменьшающийся фонд действующих скважин, наблюдался рост величины активно-дренируемых запасов газа, однако с 2022 года активно-дренируемые запасы уменьшились на 8,36 млрд. м^3 в связи с ростом темпов добычи газа относительно его притока с периферии и других площадей.

По всем газовым промыслам площади № 2 площади с 2022 года отмечается снижение величины дренируемых запасов газа на 34,7 млрд м^3, что, вероятно, связано

с уменьшением фонда действующих скважин и увеличением отборов газа. Подводя итог, можно сказать, что на конец 2022 года фонд действующих скважин по сравнению с 2018 годом уменьшился на 32 ед., а между площадями и периферийными участками отслеживаются активные перетоки газа.

Дренируемые запасы газа в целом по сеноманской залежи с 2018 по 2022 гг. уменьшились на 5,35 млрд м^3. В то же время снижение дренируемых запасов газа в 2022 году относительно 2021 года в размере 45,1 млрд м^3 объясняется существенным увеличением отборов газа в данном году, а также сокращением фонда скважин и снижением коэффициента эксплуатации. Компенсация пластового давления за счёт внедрения подстилающей воды и притока с периферии снизилась по отношению к падению, обусловленному отбором газа.

Анализ проектных и фактических показателей разработки

Действующим проектным документом, на основе которого ведётся разработка, в настоящее время является «Дополнение к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи нефтегазоконденсатного месторождения». Вступление в действие в 2017 году этого проектного документа лишь на 1 год сгладило накопившиеся за предыдущие годы расхождения между проектными и фактическими показателями. В результате чего на конец 2017 года в целом по сеноманской залежи существенных отклонений не отмечалось.

Однако уже в последующие года (2018–2020 гг.) фактические годовые отборы газа оказались ниже проектных в среднем на 11,46 млрд м^3 (или на 19,86 %). В связи с чем в 2020 году разница между накопленными фактическими и проектными отборами с начала действия проектного документа (2017 г.) составила 15,27 % (234,57 млрд м^3 по проекту при 198,76 млрд м^3 по факту).

В 2021 году после принятия нового проектного документа по состоянию на 01.01.2022 г. разница по накопленному отбору газа между фактической (3689,13 млрд м^3) и проектной (3681,93 млрд м^3) величинами за время действия проекта увеличилась до 17,33 %.

Но если в предыдущие годы (2017–2020 гг.) отслеживалось превышение проектных отборов над фактическими, то в 2021 году наоборот – фактическое значение превысило проектное. Данные изменения произошли вследствие увеличившегося спроса на газ.

Фактическая величина пластового давления (3,06 МПа) в целом по сеноманской залежи на конец 2021 года почти соответствовала проектной (3,01 МПа).

На 01.01.2023 г. фактический накопленный отбор газа составил 3740,02 млрд м^3 при 3724,53 млрд м^3 по проекту.

По итогам 2022 года из сеноманской залежи добыто 50,89 млрд. м^3, что на 8,29 млрд м^3 (19,47 %) больше, чем это было предусмотрено проектным документом (42,60 млрд м^3).

Однако превышение фактических отборов газа над проектными в 2021–2022 гг. (в частности, по промыслам с высокой долей низкодебитных скважин (УКПГ-1, 2, 3, 5, 6), дренирующих зоны с практически выработанными запасами газа) сказалось на действующем фонде скважин.

Разность между проектным документом и фактом по числу скважин действующего фонда на 01.01.2023 г. составила 25 ед. или 2,5 % (1004 ед. против 979 ед. по факту). Данное расхождение объясняется несколькими существенными причинами.

Во-первых, прогнозный фонд скважин рассчитывался исходя из фактически работающих скважин на 01.01.2021 г. с учётом прогнозного выхода скважин из бездействия после КРС, выбытия в бездействующий фонд по геологическим причинам (обводнение или снижение пластового давления), а также возможности запуска после проведения реконструкции. Раскрывая последний фактор, необходимо отметить, что проектный документ предусматривал мероприятия, направленные на поддержку работы низкодебитного фонда (УКПГ-1, 2, 3, 5, 6 в первую очередь) – установка концентрических лифтовых колонн (КЛК) (с 2022 года) и внедрение модульной компрессорной установки (МКУ) (с 2023 года). Данные мероприятия позволили бы после периодических простоев запустить в шлейф скважины, которые по расчётам находились на грани

задавливания. Поэтому такие скважины с учётом возможности продувок были учтены в действующем фонде по признаку возможности периодической работы. Фактически же смещение программ ввода КЛК и МКУ на 2 года исключило возможность эксплуатации данных скважин после проведения реконструкции из-за значительного снижения продуктивности к смещённому сроку. Таким образом, проектный прогнозный фонд был несколько завышен в связи с учётом в действующем фонде периодически бездействующих скважин.

Во-вторых, в 2021–2022 гг. наблюдалось значительное повышение уровня фактической годовой добычи газа относительно проекта как по залежи в целом, так и непосредственно по площади № 1, в том числе по промыслам с высокой долей низкодебитных скважин (УКПГ-1, 2, 3, 5, 6), запасы которых на сегодняшний день выработаны более чем на 90 %. Так, дополнительная добыча за 2021–2022 гг. по этой площади составила 3 млрд м^3, что составляет 9,1 % от совокупной добычи за 2021–2022 гг. (33 млрд м^3). Также повышение отборов способствовало интенсификации локального прорыва пластовой воды к скважинам на промыслах УКПГ-9.

Кроме того, низкое энергетическое состояние отмеченных промыслов, а также смещение по срокам реализации программ реконструкции скважин и газосборной сети обуславливают работу большого числа скважин (более 200 ед.) в режимах задавливания, либо в пограничных режимах. Это приводит к затруднению детального прогноза состояния каждой скважины в связи с погрешностью промысловых исходных данных (точностью распределения добычи по скважинам в месячном эксплуатационном рапорте, замерам пластового давления, определению уровня ГВК и т.д.).

Анализ эксплуатационного фонда скважин

Общий фонд сеноманских газовых скважин составляет 1255 ед. (данные на 2023 год). Динамика фонда скважин за период с 01.01.2019 по 01.01.2023 гг. приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Динамика фонда скважин сеноманской залежи за период с 01.01.2019 по 01.01.2023 гг.

Наименование фонда	01.01.2019	01.01.2020	01.01.2021	01.01.2022	01.01.2023
Общий фонд, ед.:	1254	1255	1255	1255	1255
– наблюдательные скважины	148	148	148	148	148
– поглощающие скважины	17	17	17	17	17
– ликвидированные скважины	36	43	47	55	63
– скважины в консервации	1	1	1	1	1
– скважины, ожидающие ликвидации	6	4	8	0	6
– эксплуатационный фонд	1046	1042	1034	1034	1020
– бездействующий фонд	35	45	38	43	41
– действующий фонд	1011	997	996	991	979

Из таблицы 2 видно, что на 01.01.2023 г. количество скважин эксплуатационного фонда уменьшилось до 1020 ед., количество бездействующих скважин уменьшилось на 2 ед. Дополнительно из скважин бездействующего фонда: 12 скважин предлагаются для включения в программу ликвидации на 2025 год; 23 скважины рассматриваются для включения в программу КРС на 2025–2027 гг.

Таким образом, за 2022 год фонд бездействующих скважин изменился с 43 до 41 ед., т.е. уменьшился на 5 %.

Анализ эффективности работы лифтовых подъёмников

Для анализа эффективности работы лифтовых подъёмников на рассматриваемом месторождении необходимо обратиться к данным из отчёта о НИР «Анализ текущего состояния разработки сеноманской залежи по состоянию на 01.01.2023 г.» [4]. Проанализировав значения скоростей потока газожидкостной смеси на башмаке НКТ, можно сделать следующее распределение скважин:

- от 0 до 5 м/с – 148 скважин;
- от 5 до 10 м/с – 560 скважин;
- от 10 до 15 м/с – 132 скважин;
- более 15 м/с – 22 скважин.

Также в вышеупомянутом документе отмечается, что на 323 скважинах сеноманской газовой залежи скорость газожидкостного потока на башмаке НКТ недостаточна для выноса скапливающейся жидкости к устью и создаёт условия для самозадавливания скважин.

Следует отметить, что это связано с низкими пластовыми давлениями и оснащением данных скважин лифтовыми колоннами диаметром 168 мм. Остальные скважины эксплуатируются с поддержанием оптимального режима работы для предотвращения подтягивания конуса воды и раннего обводнения скважин.

На 01.01.2023 г. фактическое количество самозадавливающихся скважин на месторождении составляет 158 ед. Скважины, на которых расчётная скорость в НКТ меньше минимально необходимой для выноса жидкости, совпадают со 101 фактически продуваемой скважиной. Стоит подчеркнуть, что на 165 скважинах фактическая скорость газожидкостного потока на забое незначительно превышает определённую скорость. Эту скорость называют *минимально необходимой*.

На данных скважинах применяются продувки ствола с выпуском газожидкостной смеси в атмосферу и отработкой на факельном устройстве, но данный способ предотвращения самозадавливания характеризуется риском разрушения ПЗП, безвозвратной потерей добываемого углеводородного сырья, а также отсутствием продолжительного эффекта и, как следствие, необходимостью проведения повторных работ с регулярной периодичностью.

Исходя из этого, для предотвращения самозадавливания скважин рекомендуется проведение различных ГТМ:

1) при установке режимов эксплуатации в период сокращения добычи не устанавливать на скважине режим, не обеспечивающий вынос конденсационной жидкости;

2) обработка призабойной зоны пласта твёрдыми ПАВ, а также жидкими ПАВ и водометанольным раствором;

3) применение на скважинах, оборудованных лифтовыми колоннами диаметром 168 мм, системы КЛК, либо же другого рентабельного и эффективного метода.

Анализ состояния добывающих скважин на поздней стадии разработки

При достижении месторождением стадии падающей добычи оно сталкивается с двумя проблемами – вода и песок. Если рассмотреть проблему появления воды более детально, то можно понять, что, по сути, песок – это скорее следствие, а не изначальная самостоятельная проблема, т.е. вода служит возможной причиной размыва призабойной зоны пласта, откуда частично может выноситься песок и в будущем образовывать песчаные пробки. Однако данная работа в целом направлена на изучение жидкости в скважине, поэтому далее поговорим именно о ней.

Жидкость скапливается в системах сбора продукции, копится на забоях (а иногда и по стволу) скважин, из-за пластовой воды происходит обводнение скважин и залежей. Обратим особое внимание именно накоплению жидкости в скважине. Этот процесс принято называть «самозадавливанием» или же «самопроизвольная остановка», т.е. у скважины резко сокращается продуктивность, а затем продуктивность и вовсе стремится к нулю.

Стоит разобраться, каким образом жидкость оказывается в скважине. Существует несколько источников:

- поступление воды из водоносной зоны, находящейся выше или ниже продуктивного пласта;
- проявление водонапорного режима, при котором рано или поздно краевые (или подошвенные) воды достигнут ствола скважины;
- вода может попадать в ствол скважины из другой продуктивной зоны, которая находится на некотором расстоянии от эксплуатирующегося газового пласта;
- вынос несвязанной пластовой воды вместе с газом;
- конденсация воды, поступившей вместе с углеводородами в скважину, в лифтовой колонне.

Если выявлено, что в скважине оказалась пластовая вода, то стоит обратить внимание на следующие факторы:

1) всё, что касается геологии залежи (а именно тип, свойства и т.д.) – здесь всё зависит от того, какое строение у залежи и как расположен подстилающий её водоносный горизонт. Также есть проблема, что зачастую нет данных о водоносной части, а построить модель при таких условиях либо очень сложно, либо вовсе невозможно;

2) проявление энергии, за счёт которой идёт поступление воды – тут важную роль уже будет играть не то, как расположен водоносный горизонт, а то, в каких условиях он находится; рассматриваются гидродинамические, термобарические и гидрохимические условия горизонта;

3) каким образом движутся водные потоки в залежи – то, каким образом происходит внедрение в газовую залежь воды, даёт нам возможность использования корректных данных при моделировании аквифера;

4) существует ли так называемый экран, который не допускает проникновение «водной части» в газовую часть пласта – известно, что нет абсолютно однородного пласта-коллектора, поэтому здесь учитывается наличие непроницаемых пропластков, которые влияют на темпы продвижения пластовой воды в залежь;

5) происходит ли выделение растворённого газа и оказывает ли он влияние на фазовую проницаемость – как только месторождение перешло в завершающую стадию разработки, необходимо обратить внимание на влияние растворённого в пластовых водах газа;

6) различные технологические особенности разработки месторождения – технологические особенности включают всё, что касается фонда скважин, их расположения и конструкции, режима работы, темпа отборов и т.д.;

7) возможна ли негерметичность цементного камня – наличие перетоков по заколонному пространству из вышележащих водоносных горизонтов связанно негерметичностью цементного камня.

Процесс прогнозирования обводнений, конечно же, не может однозначно сказать, когда и как произойдёт обводнение, а также не может достоверно оценить, как сильно влияют перечисленные выше факторы, поэтому необходимо рассматривать их как неразделимый комплекс.

Если при исследованиях выяснилось, что мы имеем дело с конденсационной водой, то необходимо разобраться, почему жидкость конденсируется и скапливается в скважине.

Как только через перфорационные отверстия в скважину поступает газ, который является насыщенным (или частично насыщенным), необходимо понимать, что, скорее всего, процесс конденсации может произойти, т.е. в лифтовой колонне происходит резкий перепад давления (или это можно назвать высоким grad P). По колонне сконденсированная вода может стекать вниз, если скорости газа не хватает для её выноса, и в процессе накапливаться.

Помимо воды скважинная жидкость может содержать в себе жидкие УВ, которые попадают в скважину вместе с газом. В пласте, если температура превышает крикондентерму, жидкость отсутствует. Однако она может выпасть в стволе скважине так же, как это происходит при конденсации водяного пара. При этом даже при достаточной скорости газа в том месте ствола скважины, где сконденсировавшаяся влага появилась, возникают проблемы, связанные с коррозией. Конденсированную воду легко распознают по её составу, он включает в себя значительно меньшее количество солей, либо же совсем их не содержит.

Анализ методов удаления жидкости из добывающих скважин

В настоящее время разработано уже достаточное количество методов удаления жидкости из скважины, все они разделяются на 3 большие группы:

1) создание высоких скоростей потока;

2) диспергирование жидкости;

3) ввод сухого льда.

Далее рассмотрим каждую группу подробнее.

Самым часто используемым способом является создание высоких скоростей потока. Этого можно достичь двумя способами: первый – постоянное создание высоких

скоростей, а второй – периодическое. К постоянным относят продувку через фонтанные трубы и уменьшение диаметра труб. Замена диаметра труб необходима для создания условий для выноса жидкости, которые достигаются увеличением скорости газа. Однако при данном ГТМ жидкость не скапливается только пару месяцев (обычно максимум через год скважина возвращается к первоначальным условиям). А если ремонт ещё и проводился с глушением скважины, то произойдёт кольматация, которая влечёт за собой снижение дебита примерно на 40 %.

Метод эксплуатации с помощью концентрических лифтовых колонн представляет собой спуск колонны значительно меньшего диаметра (обычно $D_{клк}$ = 89 мм, 73 мм, 60 мм) в основную лифтовую колонну. Таким образом, в процессе эксплуатации скважины газ на забое разделяется на два потока. Отбор газа производится как одновременно по спущенному лифту и кольцевому пространству между двумя колоннами лифтовых труб, так и раздельно. На устье скважины потоки газа соединяются и поступают в газосборный коллектор. На трубопроводе из межтрубного кольцевого пространства устанавливается регулирующий клапан, при помощи которого изменяют размер проходного сечения. При его уменьшении объём и скорость подъёма газожидкостной смеси в центральной лифтовой колонне возрастают и становятся достаточными для удаления жидкости с забоя скважины.

К периодическим методам относят продувку скважины. Она производится либо в шлейф, либо в атмосферу. Сейчас это самый часто встречаемый способ работы скважин, в которых накапливается жидкость. Однако это скорее вынужденная мера, чем желание. Во время продувки $P_{уст}$ снижается, а дебит и, соответственно, скорость газа на забое и в лифтовой колонне увеличивается. По нашему мнению, этот способ имеет самое большое количество недостатков, а именно:

1) частота проведения мероприятия;
2) наличие потерь газа;
3) возможное разрушение ПЗП;
4) не слишком длительное действие.

К физико-химическим методам относятся испарение жидкости и ввод пенообразующих ПАВ. Применение ПАВ увеличивает дебит всего на пару десятков процентов и ненадолго. К недостаткам сразу можно отнести частые повторы операции. Кроме этого, жидкость с ПАВ, поступающая вместе с газом на УКПГ, осложняет условия сепарации и осушки газа.

Ввод ПАВ может быть также периодическим или постоянным, а также с использованием либо жидких, либо твёрдых веществ.

Совокупность газлифта, глубинно-насосных установок и механических устройств представляют собой механизированные способы удаления жидкости.

Газлифт представляет собой технологию поднятия флюида с забоя с помощью энергии газа, который закачивают в межтрубное пространство. Получается, что дополнительный объём сухого газа позволяет создать дебит, превышающий критический. Недостатки метода: необходимость строительства трубопровода для подачи газа в скважину; уменьшение температуры газа при дросселировании; необходимость дополнительной подготовки газа перед его закачкой. Газлифт, так же, как и описанный выше метод ввода ПАВ и продувки, может быть периодическим или постоянным.

В качестве глубинно-насосных установок используются штанговые и электроцентробежные. Использование штанговых глубинных насосов в газовых скважинах подразумевает удаление жидкости через внутреннее пространство НКТ, в то время как газ отбирается по кольцевому пространству. К недостаткам этого способа следует отнести: частые поломки; создание подпора; жидкость невозможно полностью удалить.

Механические устройства – это различные установки плунжерного лифта, эжекторы и другие устройства. Установки плунжерного лифта могут быть непрерывного или периодического действия.

Рассмотрев способы удаления жидкости с забоя скважины, можно с уверенностью сказать, что универсального способа не существует. Каждая технология соответ-

ствует определённым геологическим и экономическим условиям и имеет свои преимущества и недостатки. Оценив все технологии по различным критериям, можно сделать вывод о том, что установка плунжерного лифта и КЛК имеют наибольшие оценки, а продувка и газлифт – самые низкие. Технология КЛК является довольно перспективной технологией, однако для рассматриваемого месторождения это не самый наилучший вариант. Для перевода скважины необходимо чтобы:

- скопление жидкости было относительно небольшим, а также вынос механических примесей был незначительным;
- у скважины был потенциал для добычи большого объёма газа.

Из-за довольно значительной стоимости работ и комплекса оборудования технологию не на всех скважинах выгодно применять, но вероятность того, что применение КЛК будет экономически целесообразно – очень невелика. Поэтому для повышения эффективности разработки месторождения предлагается технология плунжерного лифта.

Описание технологии плунжерного лифта

Основой плунжерного лифта является использование свободного движения поршня, являющегося механическим разделителем фаз между пластовым газом и добываемой жидкостью, что значительно увеличивает производительность скважины. Если рассматривать технологию в целом, то применяется она для удаления жидкостей из газовых скважин; добычи нефти с высоким газовым фактором; удаления парафина и гидратов; увеличения производительности пульсирующих газлифтных скважин.

Основа технологии – это сам плунжер, представляющий собой устройство, которое свободно перемещается по лифтовой колонне и выносит жидкость из скважины. Он перемещается вверх под действием давления в скважине и под действием силы тяжести возвращается к забою. Установка плунжерного лифта изображена на рисунке 2. (1 – плунжер; 2 – стоп-якорь с пружиной; 3 – НКТ; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – задвижка; 6 – датчик прихода плунжера;7 – ловушка; 8 – лубрикатор; 9 – соединение датчика с контроллером; 10 – редуктор с сепаратором; 11 – контроллер; 12 – импульсная трубка; 13 – выкидная линия; 14 – фланцевые соединения; 15 – моторный клапан; 16 – металлический ящик; 17 – электроконтактный манометр).

Работа плунжерного лифта происходит циклами (рис. 4). Первым делом закрывается выкидная линия; как только она будет закрыта, начинается процесс накопления жидкости у башмака НКТ. При накоплении столба жидкости плунжер начинает спускаться, пересекая его, к забою, где установлен амортизатор, на котором плунжер будет находиться, пока давление достаточно не накопится. Затрубное пространство в этом случае является резервуаром, в котором накапливается этот газ. Как только затрубное давление достигло нужного нам значения, необходимо, чтобы выкидная линия открылась. В этот момент дополнительной энергией к пластовому давлению как раз и является затрубное давление. По итогу получается высокая скорость газа, которая влечёт за собой поднятие плунжера (плюс жидкость над ним) с забоя до устья скважины. Если бы не это устройство, то только сравнительно небольшая доля жидкости поднялась бы наверх.

Отбор газа идёт до момента достижения дебитом определённого значения, равного значению критического дебита, при котором в стволе скважины начнёт скапливаться жидкость. В этот момент скважина закрывается, и плунжер снова опускается на пружину амортизатора. После этого давление снова начинает расти, а далее за счёт накопившегося в затрубном пространстве газа плунжер опять поднимается вместе с жидкостью к устью.

Типичная установка состоит из комплекта стоп-якоря и амортизатора, установленного в колонне НКТ, а также лубрикатора и захвата, которые установлены на поверхности и служат амортизатором в верхней точке хода плунжера. Плунжер может двигаться по колонне НКТ между нижним стоп-якорем и лубрикатором. В дополнение к системе поставляется электронный контроллер (определяет периоды отбора и закрытия скважины) и пневматический клапан, который открывает или закрывает линию. Установка изображена на рисунке 3.

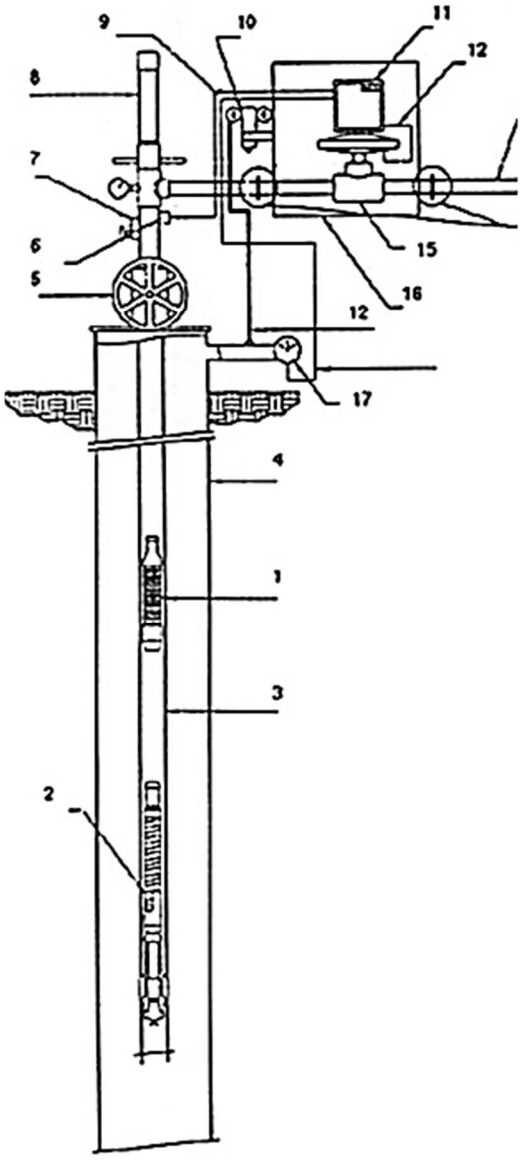

Рисунок 2 – Типичная установка плунжерного лифта

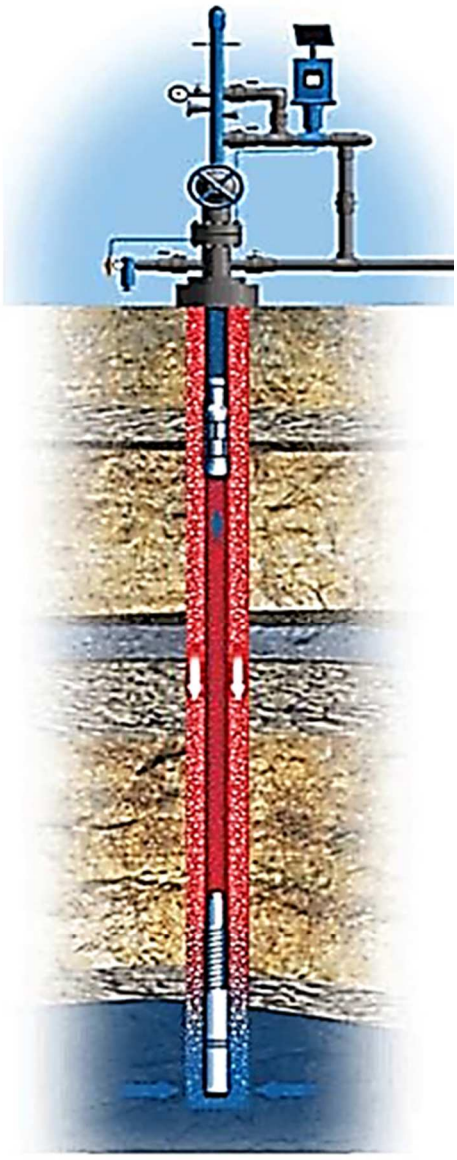

Рисунок 3 – Скважина, оборудованная плунжерным лифтом

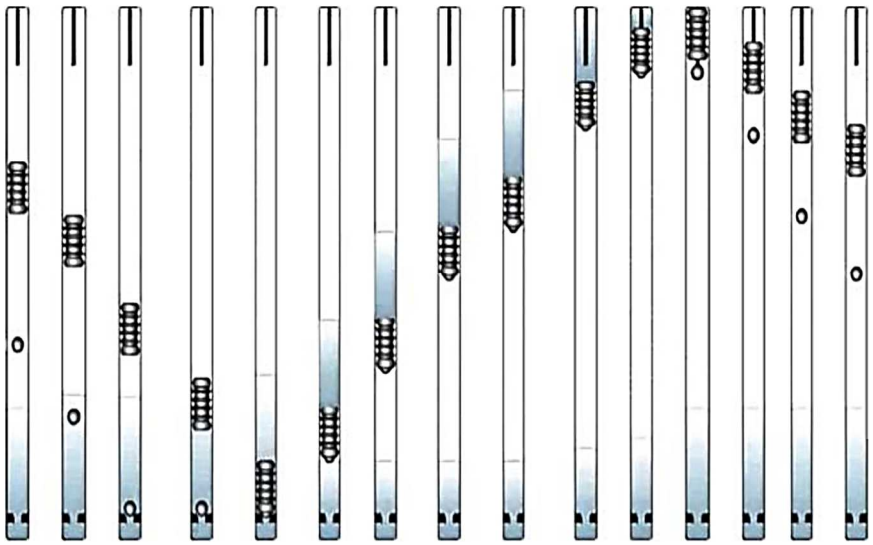

Рисунок 4 – Цикл работы плунжера (с корпусом и шаром)

Скважины, на которых установлены НКТ диаметром от 60 до 168 мм, могут быть оборудованы плунжерной подъёмной системой. Варианты установки сводятся к тому, что одни могут управляться автоматически, а другие нет.

На малодебитных скважинах отказываются от применения плунжерного лифта без управления по нескольким причинам:

1) плунжер начинает перемещаться вверх сразу же после удара его о пружину забойного амортизатора, т.е. высота столба жидкости будет незначительной, из-за чего только часть энергии расширяющегося газа будет выполнять полезную работу;

2) возможно вытекание газа из подъёмной колонны без осуществления полезной работы за время падения плунжера.

Для того чтобы применение технологии было экономически целесообразно, необходимо на малодебитных скважинах делать выбор на автоматически управляемых лифтах. Управление обычно производится по контролю давления и времени. При использовании контроллеров снижается частота циклов.

В основном эффективность установок во многом зависит от типа используемого плунжера. Существует большое количество плунжеров, к основным можно отнести: самоуплотняющийся плунжер, плунжер постоянного наружного диаметра и комбинированный плунжер, а также плунжер типа «летающий клапан».

Ввод установки плунжерного лифта в эксплуатацию

Самым первым действием перед вводом скважины в эксплуатацию является рассмотрение некоторых параметров. Затрубное давление является самым важным параметром, т.к. затрубное пространство аккумулирует энергию газа и по итогу обеспечивает подъём плунжера. Следующий параметр – количество скопившейся жидкости и скорость её накопления, он играет ключевую роль для определения длительности цикла работы плунжера. И заключительным параметром является противодавление – это давление, существующее в скважине при открытых задвижках фонтанной арматуры. К источникам противодавления относятся линии высокого давления, штуцеры с малым диаметром, компрессоры, не справляющиеся с начальными пульсациями газа.

Очень важна предэксплуатационная подготовка скважины. Она заключается в том, что скважина должна быть максимально очищенной от воды. Показатель нагруженности жидкостью $Н_ж$ характеризует готовность скважины к открытию:

$$H_{ж} = \frac{P_{зат} - P_{тр}}{P_{зат} - P_{лин}} \cdot 100.\%, \quad (1)$$

где $P_{зат}$ – затрубное давление, МПа; $P_{тр}$ – трубное давление, МПа; $P_{лин}$ – давление в выкидной линии.

Принято считать, что этот показатель не должен превышать 40–50 %, чтобы позволить плунжеру и жидкости подниматься наверх.

Как только значения давлений достигли удовлетворяющих нас значений, скважина готова к работе. Важно очень быстро открывать приводной клапан для того, чтобы на плунжер и жидкостную пробку быстро начал действовать максимальный перепад давления, который и проталкивает их к устью. Затем регистрируется время, за которое плунжер достиг устья. При скоростях плунжера 3–5 м/с будет достигаться максимальная его эффективность. Скорость выше 5 м/с приводит к тому, что оборудованию будет требоваться довольно частый ремонт (или вовсе его замена), а скорость ниже 3 м/с позволит газу проходить мимо плунжера и жидкостной пробки, а это ведёт к снижению эффективности системы.

Как только приводной клапан оказался открыт, в колонну НКТ из затрубного пространства устремляется газ высокого давления, который поднимает плунжер с жидкостью. Если на устье зафиксировалось снижение расхода газа, значит, начинает выноситься жидкость.

При первых запусках установки она не должна работать более 5–10 минут после того, как плунжер оказался на устье. Иначе затрубное давление упадёт ниже рекомендуемого уровня, в результате чего до начала следующего цикла в затрубном пространстве накопится слишком много жидкости, объём которой не позволит скважине выполнить следующий рабочий цикл.

Когда же уже можно переводить скважину на автоматическое управление? Как только давление в затрубе снова достигло первоначального значения, после нескольких ручных циклов.

Для оптимизации времени работы газовой скважины применяется следующий метод. Время работы скважины в шлейф оптимизируется путём постепенного увеличения периода истечения газа с регуляторной регистрацией времени подъёма плунжера. Увеличение времени истечения газа должно осуществляться с незначительными приращениями в течение нескольких дней, чтобы после каждого изменения скважина могла вернуться в устойчивое состояние. Как только скорость плунжера снизится примерно до 3,5–4,0 м/с, длительность работы скважины в шлейф можно считать оптимальной.

При всякой перемене условий на устье скважины необходимо воздействовать на рабочий цикл плунжерного лифта. Изменение в диаметрах диафрагмы и штуцера, а также снижение и увеличение давления в выкидной линии приводит к изменениям в длительности работы в шлейф.

Даже если плунжерная система стабильно работает, необходимо осуществлять контроль работы для поддержания высокой производительности. Условия в скважине и пласте довольно динамичны, поэтому рабочие характеристики системы плунжерного лифта тоже необходимо менять со временем. При использовании автоматических контроллеров нет необходимости вручную всё изменять и контролировать.

Внедрение плунжерного лифта на рассматриваемом нефтегазоконденсатном месторождении

Для внедрения технологии требуется скважина, оборудованная лифтовой колонной диаметром 168 мм, работающая нестабильно из-за скопления воды на забое и оборудование которой будет совместимо с оборудованием плунжерного лифта. Для внедрения технологии выбрана одна из скважин рассматриваемого месторождения, данные по скважине приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные для расчёта

Параметры	Значение
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	0,90
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	0,85
$P_{зт}$, МПа	0,77
Устьевое давление $P_{уст}$, МПа	0,70
$P_{шл}$, МПа	0,57
Температура газа, °К	280
Температура пласта, °К	296,15
Номинальный диаметр сечения лифтовых труб, м	0,1537
Диаметр плунжера, м	0,145
Диметр шара, м	0,12
Масса плунжера, кг	4,5
Масса шара, кг	2
$Q_{газа}$, тыс. $м^3$/сут.	63
Радиус контура питания, м	250
Радиус скважины по долоту, м	0,215
Проницаемость, мД	507,2
Эффективная толщина пласта, м	54,4

Одной из задач в данной работе является определение гидравлического сопротивления плунжера, предназначенного для использования в реальных условиях. Также для скважины необходимо выбрать размеры и вес плунжера на основе динамических характеристик потока и размеров труб лифтовой колонны. Подбор осуществляется испытаниями плунжера на стенде в диапазоне давлений и расходов газа в ожидаемых диапазонах. Однако такая возможность подбора отсутствует, поэтому необходимо опираться на практические данные, полученные с месторождений, на которых уже действует технология, а также учитывать данные различных научных исследований.

Наружный диаметр плунжера, который будет беспрепятственно перемещаться в скважине с $D_{лк}$ = 168 мм, выбирается из ряда $D_{пл}$ = 140, 142, 144 и 145 мм. Диаметр шара для этих плунжеров выбирается из ряда $D_{шара}$ = 110 и 120 мм. Масса плунжера

является суммой масс корпуса и шара. Масса плунжера корректируется массой шара (чтобы не изменять корпус плунжера). На практике вес шара может быть от 1,2 до 3,6 кг, а вес корпуса от 2,0 до 4,5 кг.

Разность давлений на концах плунжера или его секций во время его подъёма (падения) определяется условием равновесия в период равномерного движения или зависания в трубах. Предполагается, что масса уравновешивается гидравлическим сопротивлением:

$$\left(m_{пл} - V \cdot \rho\right) \cdot g = f \cdot \xi \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}, \tag{2}$$

где m – масса плунжера (или его секции), кг; V – объём элемента, м^3; g – ускорение свободного падения, м/с^2; ρ – плотность потока среды в рабочих условиях, кг/м^3; f – эффективная площадь сечения, м^2; ξ – коэффициент гидравлического сопротивления; ω – скорость (фиктивная, средняя) потока среды, омывающей элемент, приведённая к площади зазоров между трубой плунжера, корпусом и шаром в наиболее узких сечениях.

В газовых средах значение $V \times \rho$ ничтожно мало в сравнении с массой плунжера (его секции), поэтому уравнение (2) принимает следующий вид:

$$m_{пл} = f \cdot \xi \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2 \cdot g}. \tag{3}$$

Коэффициенты гидравлического сопротивления для плунжера (ξ_1), корпуса плунжера (ξ_2) и шара (ξ_3) определяются по формулам:

$$\xi_{пл} = \frac{2 \cdot g \cdot m_{пл}}{\left(S - F_1\right) \cdot \omega_{пл}^2 \cdot \rho} = \frac{2 \cdot g \cdot m_{пл}}{f_1 \cdot \omega_{пл}^2 \cdot \rho}; \tag{4}$$

$$\xi_{к} = \frac{2 \cdot g \cdot m_{к}}{\left(S - F_2\right) \cdot \omega_{к}^2 \cdot \rho} = \frac{2 \cdot g \cdot m_{к}}{f_2 \cdot \omega_{к}^2 \cdot \rho}; \tag{5}$$

$$\xi_{шара} = \frac{2 \cdot g \cdot m_{шара}}{\left(S - F_3\right) \cdot \omega_{шара}^2 \cdot \rho} = \frac{2 \cdot g \cdot m_{шара}}{f_3 \cdot \omega_{шара}^2 \cdot \rho}. \tag{6}$$

Начнём расчёт основных параметров плунжера.

Приведённые параметры углеводородной составляющей газа по воздуху определяются по формуле П.Д. Ляпкова:

$$T_{пр} = \frac{T}{97 + 172 \cdot \left(\rho_{газа}^{с.у.}\right)^2} = \frac{280}{97 + 172 \cdot 0{,}72^2} = 1{,}504; \tag{7}$$

$$P_{пр} = \frac{P}{10^5 \cdot \left(46{,}9 - 2{,}06 \cdot \rho_{газа}^{с.у.}\right)} = \frac{0{,}9 \cdot 10^6}{10^5 \cdot \left(46{,}9 - 2{,}06 \cdot 0{,}72\right)} = 0{,}198, \tag{8}$$

где T – температура газа, °K; P – пластовое давление, МПа; $\rho_{газа}^{с.у.}$ – плотность газа при стандартных условиях (согласно ГОСТ 63-2939 $T_{ст}$ = 293,15 °K; $P_{ст}$ = 0,101 МПа).

Далее рассчитаем коэффициент сверхсжимаемости газа:

$$z = 1 - 10^{-2} \cdot \left(0{,}76 \cdot T_{пр}^3 - 9{,}36 \cdot T_{пр} + 13\right) \cdot \left(8 - P_{пр}\right) \cdot P_{пр} =$$

$$= 1 - 10^{-2} \cdot \left(0{,}76 \cdot 1{,}504^3 - 9{,}36 \cdot 1{,}504 + 13\right) \cdot \left(8 - 0{,}198\right) \cdot 0{,}198 = 0{,}97. \tag{9}$$

Плотность среды для рабочих условий рассчитывается по формуле:

$$\rho = \rho_{газа}^{с.у.} \cdot \frac{P \cdot T_{ст}}{z \cdot P_{ст} \cdot T} = 0{,}72 \cdot \frac{0{,}9 \cdot 293{,}15}{0{,}97 \cdot 0{,}1013 \cdot 280} = 6{,}85 \text{ кг/м}^3. \tag{10}$$

Площадь проходного сечения труб лифтовой колонны рассчитывается по формуле:

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0{,}1537^2}{4} = 0{,}0185 \text{ м}^2, \quad (11)$$

где D – диаметр проходного сечения труб лифтовой колонны, м.

Эффективная площадь сечения, перекрываемая плунжером, определяется по формуле:

$$f_{пл} = \frac{\pi \cdot d_{пл}^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0{,}145^2}{4} = 0{,}0165 \text{ м}^2. \quad (12)$$

где $d_{пл}$ – диаметр плунжера, м.

Эффективная площадь сечения, перекрываемая шаром, получается из формулы (12), в которой диаметр плунжера заменяется на диаметр шара (d_2):

$$f_{шара} = \frac{\pi \cdot d_{шара}^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0{,}12^2}{4} = 0{,}0113 \text{ м}^2.$$

Площадь проходного сечения канала (зазора в наиболее узкой части), по которому протекает среда во время подъёма плунжера, равна:

$$F = S - f_{пл} = 0{,}0185 - 0{,}0165 = 0{,}002 \text{ м}^2. \quad (14)$$

Комплексный коэффициент, учитывающий соотношение температуры, давления и коэффициента сверхсжимаемости газа в рабочих условиях рассчитывается по формуле:

$$B = \sqrt{\frac{z \cdot P_{ст} \cdot T}{P \cdot T_{ст}}} = \sqrt{\frac{0{,}97 \cdot 0{,}1013 \cdot 280}{0{,}9 \cdot 293{,}15}} = 0{,}324\,. \quad (15)$$

Скорость потока газа по трубе определяется по формуле:

$$v_{газа} = \frac{z \cdot T \cdot P_{ст} \cdot Q_{газа}}{P \cdot T_{ст} \cdot S} = \frac{B^2 \cdot Q_{газа}}{S} = \frac{0{,}324^2 \cdot 0{,}729}{0{,}0185} = 4{,}12 \text{ м/с}, \quad (15)$$

где $Q_{газа}$ – дебит газа по лифтовой колонне, м^3/с.

Для расчётов скорости подъёма плунжера и величины утечки газа относительно плунжера используется соотношение скоростей газа по лифтовой колонне, подъёма плунжера и приведённой к площади сечения труб скорости газа, протекающего относительно плунжера:

$$v_{пл} = v_{газа} - v_{газа}^{пр} = \frac{q}{S} - \frac{q_{пл}}{S} = v_{газа} - \frac{q_{пл}}{S}; \quad (16)$$

$$q_{пл} = \left(v_{газа} - v_{пл}\right) \cdot S\,, \quad (17)$$

где $v_{газа}$, vпл и $v_{газа}^{пр}$ – соответственно скорости газа, плунжера и приведённая скорость газа, м/с; $q_{пл}$ – объёмный расход газа (утечка), проходящего в зазорах относительно плунжера во время подъёма, м^3.

В расчётах должна задаваться минимально допустимая скорость подъёма плунжера (0,5 м/с). Скорость падения плунжера в газе примерно в 2 раза выше:

$$q_{пл} = \left(4{,}12 - 0{,}5\right) \cdot 0{,}0185 = 0{,}067 \text{ м}^3.$$

Для расчёта скорости падения секций плунжера и утечки относительно секции плунжера используется соотношение скоростей газа по лифтовой колонне, падения секции плунжера и скорость газа, протекающего относительно его секции, приведённая к площади сечения труб:

$$v_к = v_к^{пр} - v_{газа} = \frac{q_к}{S} - \frac{q}{S} = \frac{q_к}{S} - v_{газа}; \quad (18)$$

$$q_к = \left(v_{газа} + v_к\right) \cdot S; \quad (19)$$

$$q_к = \left(4{,}12 + 1\right) \cdot 0{,}0185 = 0{,}095 \text{ м}^3;$$

$$q_к = q_{шара} = 0{,}095 \text{ м}^3.$$

Скорость потока среды, омывающей элемент, приведённая к площади зазора между трубой и плунжером, корпусом и шаром, в наиболее узких сечениях во время подъёма или падения его секции определяется уравнениями соответственно для подъёма плунжера, падения корпуса и шара:

$$\omega_{пл} = \frac{q_{пл}}{F} = \frac{0{,}067}{0{,}002} = 32{,}95 \text{ м/с}; \quad (20)$$

$$\omega_к = \frac{q_к}{F} = \frac{0{,}095}{0{,}002} = 46{,}59 \text{ м/с}; \quad (21)$$

$$\omega_{шара} = \frac{q_{шара}}{F} = \frac{0{,}095}{0{,}002} = 46{,}59 \text{ м/с}. \quad (22)$$

Коэффициенты гидравлического сопротивления определим по формулам (4) – (6):

$$\xi_{пл} = \frac{2 \cdot 9{,}81 \cdot 4{,}5}{0{,}0165 \cdot 32{,}95^2 \cdot 6{,}85} = 0{,}71;$$

$$\xi_к = \frac{2 \cdot 9{,}81 \cdot 2{,}5}{0{,}0165 \cdot 46{,}59^2 \cdot 6{,}85} = 0{,}19;$$

$$\xi_{шара} = \frac{2 \cdot 9{,}81 \cdot 2}{0{,}0113 \cdot 46{,}59^2 \cdot 6{,}85} = 0{,}23.$$

Показатель нагруженности жидкостью определяется по формуле (1):

$$H_ж = \frac{0{,}77 - 0{,}70}{0{,}77 - 0{,}57} \cdot 100 = 35 \text{ \%}.$$

Так как показатель нагруженности жидкостью меньше максимального уровня, равного 50 %, значит, плунжер и жидкость над ним при открытии скважины должны перемещаться вверх.

Дебит скважины при использовании плунжерного подъёмника рассчитывается по формуле:

$$Q = \frac{\left(P_{пл}^2 - P_{заб}^2\right) \cdot k \cdot h}{\left(\ln\left(\frac{R_к}{r_{скв}}\right) - \frac{3}{4}\right) \cdot 8{,}15 \cdot 14{,}22 \cdot T}, \quad (23)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; T – пластовая температура, °K; k – проницаемость пласта, мД; h – толщина пласта, м; $R_к$ – радиус контура питания, м; $r_{скв}$ – радиус скважины, м.

$$Q = \frac{\left(0{,}9^2 - 0{,}85^2\right) \cdot 507{,}2 \cdot 54{,}4}{\left(\ln\left(\frac{250}{0{,}215}\right) - \frac{3}{4}\right) \cdot 8{,}15 \cdot 14{,}22 \cdot 296{,}15} = 106{,}2 \text{ тыс. м}^3\text{/сут}.$$

Таким образом, предложено внедрение на одну из скважин рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения технологии плунжерного лифта с диаметром плунжера 145 мм, диаметром шара 120 мм, массой плунжера 4,5 кг и массой шара 2 кг.

Рассчитаны основные характеристики плунжерного лифта, а также получено значения показателя нагруженности жидкостью 35 %. После применения технологии потенциальный дебит скважины равен 106,2 тыс. м^3/сут., что на 43,2 тыс. м^3/сут. превышает исходный дебит скважины. Следующим шагом необходимо оценить экономическую эффективность внедрения технологии плунжерного лифта.

Расчёт основных экономических показателей

Основной целью расчёта является определение экономической эффективности установки на скважину плунжерного лифта (предусматривается внедрение плунжерной подъёмной системы для извлечения газа и дальнейшей его продажи). Годовая добыча скважин рассчитывается по формуле:

$$Q_{газа} = 365 \cdot q \cdot k \ , \tag{24}$$

где $Q_{газа}$ – годовая добыча газа из скважины, тыс. м^3/сут.; q – средний дебит скважины, тыс. м^3/сут.; k – коэффициент эксплуатации скважины (k = 0,95).

Годовая выручка от скважины рассчитывается по формуле:

$$В = Ц \cdot V_{газа} \ , \tag{25}$$

где $Ц$ – цена за 1000 м^3 газа, руб.; $V_{газа}$ – объём добытого газа, тыс. м^3.

Произведём расчёт по динамике показателей до и после внедрения технологии и представим данные в таблице 5.

Таблица 5 – Расчёт показателей до и после внедрения технологии плунжерного лифта

Годы	Суточная добыча газа, тыс. м^3/сут.			Годовая добыча газа, млн. м^3			Выручка, млн руб.		
	до установки	после установки	прирост	до установки	после установки	прирост	до установки	после установки	прирост
2022	63,0	106,2	43,2	21,84	36,82	14,97	432,53	729,13	296,59
2023	59,8	103,0	43,1	20,75	35,72	14,96	410,90	707,25	296,34
2024	56,8	99,9	43,1	19,71	34,64	14,93	390,36	686,04	295,67
2025	54,0	96,9	42,9	18,72	33,60	14,87	370,84	665,45	294,61
2026	51,3	94,0	42,7	17,79	32,60	14,80	352,30	645,49	293,19
2027	48,74	91,19	42,44	16,90	31,62	14,71	334,68	626,13	291,44
2028	46,31	88,46	42,15	16,05	30,67	14,61	317,95	607,34	289,39
2029	43,99	85,80	41,81	15,25	29,75	14,49	302,05	589,12	287,07
2030	41,79	83,23	41,43	14,49	28,86	14,36	286,95	571,45	284,49
2031	39,70	80,73	41,03	13,76	27,99	14,22	272,60	554,30	281,70
2032	37,72	78,31	40,59	13,07	27,15	14,07	258,97	537,67	278,70

Экономический расчёт внедрения плунжерного лифта на скважину дал следующее: прирост суточного дебита составит около 40–43 тыс. м^3/сут. каждый год, а прирост годовой добычи 14–15 млн м^3 каждый год, при этом прирост ежегодной выручки составит около 290 млн руб.; ЧДД = 3, 827 млрд руб.; срок окупаемости – 1 год. Расчёты подтверждают эффективность внедрения плунжерной установки на скважину рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения.

Литература

1. Березовский Д.А. Проблема «самозадавливания» скважин и пути её решения на примере Медвежьего месторождения / Д.А. Березовский, И.С. Матвеева, О.В. Савенок // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 11. – С. 53–62.
2. Березовский Д.А. Состояние изученности проблемы эксплуатации газовых скважин с высокой вероятностью самозадавливания и методы её решения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 97–118.
3. Анализ методов борьбы с самозадавливанием скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении и обоснование выбора технологии / Д.А. Березовский [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 2(374). – С. 33–41.

4. Гасумов Р.А. Разработка технологических решений по надёжному глушению скважин путём временного блокирования продуктивного пласта в условиях АНПД (на примере сеноманских газовых залежей) Р.А./ Гасумов, Ю.С. Минченко, Э.Р. Гасумов // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 895–905.
5. Дылев А.Ю. Техника и технология проведения газогидродинамических исследований скважин на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения / А.Ю. Дылев, Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 88–113.
6. Дылев А.Ю. Анализ технологии проведения газодинамических исследований на скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения / А.Ю. Дылев, Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 114–138.
7. Жарикова Н.Х. Анализ текущего состояния обводнённости скважин на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении / Н.Х. Жарикова, М.И. Самойлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 1(373). – С. 46–56.
8. Красовский А.В. Определение оптимального технологического режима работы газовых скважин с учётом их продуктивных характеристик и ограничений промыслового оборудования / А.В. Красовский, Е.С. Зимин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 1(69). – С. 35–39.
9. Кузьмук Л.Г. Об особенностях обводнения скважин на периферийных участках сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения в процессе её эксплуатации / Л.Г. Кузьмук, А.В. Чичмарева // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2010. – № 2(5). – С. 68–75.
10. Оптимизация эксплуатации обводняющихся скважин путём применения лифтовых колонн с клапанным регулированием / Д.В. Мардашов [и др.] // Векторы развития ТЭК России: Материалы II Всероссийской научно-практической конференции (15 ноября 2022 года, г. Краснодар). – Краснодар : Новация, 2022. – С. 54–65.
11. Миннигалиев Э.Р. Исследование способов предотвращения скопления жидкости и механических примесей на забое обводняющихся газовых скважин Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2018. – № 1. – С. 163–165.
12. Современные методы борьбы с самозадавливанием добывающей скважины на газовых месторождениях / К.Н. Михайлюк [и др.]; Отв. ред. С.Н. Нагаева // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК – 2020: Материалы IV Международной научно-практической конференции (27 ноября 2020 года, г. Сургут). – Тюмень : ТИУ, 2021. – С. 15–20.
13. Муктасипов Д.Р. Применение корреляционно-регрессионного анализа как способа диагностирования начала процесса обводнения газовых скважин / Д.Р. Муктасипов, П.Э. Баширова, Е.У. Сафиуллина // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 2. – С. 33-36.
14. Особенности преждевременного обводнения горизонтальных скважин / Н.А. Онегов [и др.] // Наука и творчество: вклад молодёжи: Сборник материалов Всероссийской молодёжной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (10–11 ноября 2022 года, г. Махачкала). – Махачкала : Типография «ФОРМАТ», 2022. – С. 146–149.
15. Петрушин Е.О. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 173–180.
16. Рагимов Т.Т. Технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин Уренгойского месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 6(330). – С. 33–38.
17. Раупов И.Р. Подбор геолого-технических мероприятий для борьбы с обводнением газовых скважин / И.Р. Раупов, М. Касымов // Бурение и нефть. – 2023. – № S1. – С. 60–63.
18. Рогов Е.А. Технология повышения производительности скважин в осложнённых условиях // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 270–271.
19. Тимашев Э.О. Методика расчёта пневмокомпенсаторов для плунжерных насосов с погружным приводом // Записки Горного института. – 2020. – Т. 245. – С. 582–590.
20. Толпаев В.А. Аппроксимационная модель для расчета потерь давления в газовых скважинах, работающих с жидкостью // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2016. – № 6. – С. 38–43.
21. Успанова М.О. Проблема самозадавливания скважин на Ямбургском месторождении и пути её решения // Инновации. Наука. Образование. – 2021. – № 37. – С. 1265–1270.
22. Якупов Р.Р. Оптимизация работы газовых скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении / Р.Р. Якупов, Н.Р. Яркеева // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 41–49.

References

1. Berezovsky D.A. The problem of «self-destruction» of wells and ways to solve it using the example of the Medvezhye field / D.A. Berezovsky, I.S. Matveeva, O.V. Savenok // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 11. – P. 53–62.
2. Berezovsky D.A. The state of knowledge of the problem of operating gas wells with a high probability of self-destruction and methods for solving it // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 3. – P. 97–118.
3. Analysis of methods for combating wellbore self-killing at the Yamburg oil and gas condensate field and justification for the choice of technology / D.A. Berezovsky [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2024. – № 2(374). – P. 33–41.
4. Gasumov R.A. Development of technological solutions for reliable well killing by temporary blocking of the productive formation under conditions of unfavorable formation pressure (using the Cenomanian gas deposits as an example) R.A. / Gasumov, Yu.S. Minchenko, E.R. Gasumov // Notes of the Mining Institute. – 2022. – Vol. 258. – P. 895–905.
5. Dylev A.Yu. Technique and technology for conducting gas-hydrodynamic studies of wells using the example of the Yamburg gas condensate field / A.Yu. Dylev, E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2019. – № 4. – P. 88–113.
6. Dylev A.Yu. Analysis of the technology for conducting gas-dynamic studies at wells of the Yamburg gas condensate field / A.Yu. Dylev, E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2019. – № 4. – P. 114–138.
7. Zharikova N.Kh. Analysis of the current state of well water cut at the Zapolyarnoye oil and gas condensate field / N.Kh. Zharikova, M.I. Samoilov // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2023. – № 1(373). – P. 46–56.
8. Krasovsky A.V. Determination of the optimal technological mode of operation of gas wells taking into account their productive characteristics and limitations of field equipment / A.V. Krasovsky, E.S. Zimin // Science and technology in the gas industry. – 2017. – № 1(69). – P. 35–39.
9. Kuzmuk L.G. On the Features of Well Flooding in the Peripheral Areas of the Cenomanian Gas Deposit of the Yamburg Field During Its Operation / L.G. Kuzmuk, A.V. Chichmareva // Scientific and Technical Collection Vesti gazovoy nauki. – 2010. – № 2(5). – P. 68–75.
10. Optimization of Operation of Flooded Wells by Using Valve-Controlled Elevator Columns / D.V. Mardashov [et al.] // Vectors of Development of the Russian Fuel and Energy Complex: Proceedings of the II All-Russian Scientific and Practical Conference (November 15, 2022, Krasnodar). – Krasnodar : Novation, 2022. – P. 54–65.
11. Minnigaliev E.R. Study of methods for preventing accumulation of liquid and mechanical impurities at the bottomhole of flooded gas wells of the Yamburg oil and gas condensate field // Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. – 2018. – № 1. – P. 163–165.
12. Modern methods of combating self-destruction of a production well in gas fields / K.N. Mikhailyuk [et al.]; Ed. S.N. Nagaeva // Actual problems of scientific knowledge. New technologies of the fuel and energy complex – 2020: Proceedings of the IV International scientific and practical conference (November 27, 2020, Surgut). – Tyumen : TIU, 2021. – P. 15–20.
13. Muktasipov D.R. Application of correlation and regression analysis as a method for diagnosing the onset of the process of flooding of gas wells / D.R. Muktasipov, P.E. Bashirova, E.U. Safiullina // Petroleum engineer. – 2023. – № 2. – P. 33–36.
14. Features of premature flooding of horizontal wells / N.A. Onegov [et al.] // Science and creativity: the contribution of youth: Collection of materials of the All-Russian youth scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists (November 10–11, 2022, Makhachkala). – Makhachkala : Printing house «FORMAT», 2022. – P. 146–149.
15. Petrusin E.O. Carrying out a set of geophysical works in wells of the Yamburg gas condensate field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 173–180.
16. Ragimov T.T. Technologies for operating self-destructing wells of the Urengoy field // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2020. –№ 6(330). – P. 33–38.
17. Raupov I.R. Selection of geological and technical measures to combat flooding of gas wells / I.R. Raupov, M. Kasymov // Drilling and Oil. – 2023. – № S1. – P. 60–63.
18. Rogov E.A. Technology for increasing well productivity in complicated conditions // Bulatovskie readings. – 2023. – Vol. 1. – P. 270–271.
19. Timashev E.O. Methodology for calculating pneumatic compensators for plunger pumps with a submersible drive // Zapiski Gornogo Instituta. – 2020. – Vol. 245. – P. 582–590.
20. Tolpaev V.A. Approximation model for calculating pressure losses in gas wells working with liquid // Automation, telemechanization and communication in the oil industry. – 2016. – № 6. – P. 38–43.
21. Uspanova M.O. The problem of self-destruction of wells at the Yamburg field and ways to solve it // Innovations. Science. Education. – 2021. – № 37. – P. 1265–1270.
22. Yakubov R.R. Optimization of gas wells operation at the Yamburg oil and gas condensate field / R.R. Yakubov, N.R. Yarkeeva // Oil and Gas Business. – 2018. – Vol. 16. – № 3. – P. 41–49.