

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

ФИЛИАЛ РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М.
ГУБКИНА В Г. ОРЕНБУРГЕ

Отделение разработки, эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Оценка: _____ Рейтинг: _____
Руководитель практики:

_____ Калинин А.Е.
(подпись) (фамилия, имя, отчество)

(дата)

ОТЧЕТ ПО ПРАКТИКЕ

Наименование практики: учебная

Место прохождения практики: УКПГ-3 Оренбургского НГКМ

(отделение, структурное подразделение, наименование организации)

ВЫПОЛНИЛ:

Студент группы ОРБ-19-01
(номер группы)

Лазарев Богдан
Владиславович

(фамилия, имя, отчество)

(подпись)

(дата)

Оренбург, 2022

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

ФИЛИАЛ РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА
ВГ.ОРЕНБУРГЕ

Отделение разработки, эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

ЗАДАНИЕ НА ПРАКТИКУ

Название практики: учебная

ДАНО студенту Лазарев Богдан Владиславович группы ОРБ-19-01
(фамилия, имя, отчество) (номер группы)

Цель практики: Ознакомление с фондом скважин и их конструкцией
на УКПГ-3 Оренбургском НГКМ

Содержание отчета по практике:

1. Введение (указать цели и задачи практики).
2. Информация об организации, где проходила практика.
3. Сбор информации для раскрытия темы практики.
4. Основные выводы.
5. Список использованных источников.

Исходные данные для отчета по практике:

1. Взять на месте в ходе прохождения практики

Рекомендуемая литература:

1. Технологический проект разработки Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Основная газоконденсатная залежь. 2012. - 542с;
2. Технологический регламент работы оборудования УКПГ-3 ГПУОО «Газпром добыча Оренбург»;

Дополнительные указания:

1. _____
2. _____

Руководитель: _____
(уч. степень) (должность) (подпись) (фамилия, имя, отчество)

Задание принял к исполнению: студент Лазарев Лазарев Б.В.
(подпись) (фамилия, имя, отчество)

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Краткая история эксплуатации и установки комплексной подготовки газа (УКПГ-3) Оренбургского НГКМ.....	5
1.1 Краткая геологическая характеристика Основной газоконденсатной лежи Оренбургского НГКМ Мизоны, дренируемой скважинами УКПГ-3.....	7
1.2 Общие сведения о месторождении.....	7
2. Типовая конструкция действующего фонда газоконденсатных скважин УКПГ-3.....	9
2.1 Распределение фонда скважин, подключенных к УКПГ-3	18
11 ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	18
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	19

ВВЕДЕНИЕ

Учебную практику я проходил на газодобывающем предприятии ООО «Газпром добыча Оренбург». Целью учебной практики являлось получение первичных профессиональных умений и навыков, а также навыков научно-исследовательской деятельности, закрепление и углубление теоретической подготовки, формирование практических навыков и умений по обоснованию организационно-технических, экономических мероприятий для решения комплексных производственных задач, а также приобретение практических профессионально необходимых навыков самостоятельной работы.

Задачами учебной практики являются:

- закрепление теоретических знаний, полученных при изучении дисциплин «Геология», «Литология», «Основы нефтегазовой отрасли», «История нефтегазовой отрасли»;
- ознакомление с историей, перспективами развития, структурой эксплуатирующихся газовых месторождений компаний, номенклатурой строящихся скважин, основами технологического процесса;
- подготовка к изучению дисциплин естественнонаучного и профессионального цикла.

1. Краткая история эксплуатации и установки комплексной подготовки газа (УКПГ-3) Оренбургского НГКМ

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1966 году. Основная залежь находится в промышленной разработке с 1974 года. С 1971 г. по 1973 г. – велась опытно-промышленная эксплуатация, добываемая продукция перерабатывается на газоперерабатывающем и гелиевом заводах. На основной залежи продуктивными являются карбонатные отложения таргинского яруса пермской системы среднего отдела каменно-угольной системы толщиной свыше 500 м, залегающие на глубинах от 1350 до 1900 м. Первые годы эксплуатации показали неоднородность распределения пластового давления по площади, неравномерность отработки по этажу газоносности, избирательное продвижение пластовой воды.

УКПГ-3 введена в эксплуатацию в декабре 1975 года с действующим фондом 25 скважин, в 1976 году добыча газа составила 4,8 млрд. м³ со среднесуточным дебитом 591 тыс. м³/сут, при 24 действующих скважинах.

На проектную мощность установка выведена в 1977 году. Максимальная годовая добыча (7,4 млрд. м³) была достигнута в 1982 году 48-ю действующими скважинами, среднесуточный дебит газа при этом составил 475 тыс. м³/сут. На таком максимальном уровне установка проработала 3 года (с 1982 по 1984 гг.), а с 1985 года начинается снижение добычи газа. Геологические запасы газа 231 млрд. м³. Дренируемые запасы – 198,04 млрд. м³.

С пуском в сентябре 1987 года через I ступень сжатия ДКС-2, годовой уровень добычи газа стабилизируется в течение 2-х лет на уровне 6,07 – 6,08 млрд. м³, при действующем фонде в 65 скважин. В 1996 году на УКПГ пробурена горизонтальная скважина №3028.

При подключении к ДКС-2 снизился годовой темп падения удельного выхода конденсата с 6 до 1-3 г/м³ в год, в течение 2-х лет. В 1989 году и в течение последующих лет удельный выход конденсата уменьшался

по 1-4 г/м³вгод. На 1.01.2019 удельный выход конденсата составил 6,1 г/м³.

При подключении к ДКС-2 годовой объем добычи пластовой воды возрос за 5 лет (1987 -1992 гг.)с 76 тыс.м³ до 175 тыс.м³, т.е. почти в 2,3 раза,среднесуточная добыча воды увеличилась соответственно с 230 м³/сут до320,0 м³/сут.

С 1979 по 1984 год в зоне УКПГ-3 начал проявляться малоактивный характерводопроявлений, ас 1985 года интенсивность выноса пластовой водыпо скважинамвозросладо 414м³/сут.

С сентября 2006 года УКПГ-3 переведена на режим двухступенчатогосжатиячерезДКС-2.

На 1.01.2019 на УКПГ-3 количество действующих обводненных скважин составило 16, из которых 10 скважин работают с выносом и 6 без выносапластовой воды, среднесуточный дебит воды 150,2 м³/сут. Годовая добычагаза по обводненным скважинам составила 9,15% от годовой добычи газа поУКПГ.

По состоянию 1.01.2019 по УКПГ с начала эксплуатации добыто 159,5млрд.м³газа,5,814млн.тконденсата и2099,5тыс.м³пластовойводы.

За 2013 годдобыто 1,82 млрд.м³ газа, 11,85 тыс.т. конденсата и 52,54тыс.м³ пластовой воды. Годовой темп отборасоставил 0,8% от геологиче-скихзапасов; выработано газа68,9%отгеологическихзапасов.

Среднесуточный дебит газа средней скважины на 1.01.2019 составил49,2 тыс.м³/сут.Средневзвешенное пластовое давлениесоставляет 5,6 МПа.Рабочее давление скважин 2,19 МПа. Давление на БВН1,8 МПа. Коэффици-ентэксплуатации0,911.

1.1 Краткая геологическая характеристика Основной газоконденсатной залежи Оренбургского НГКМ Мизоны, дренируемой скважинами

УКПГ-3

1.2 Общие сведения о месторождении

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) расположено в Оренбургской области в пределах Оренбургского, Илекского и Перволоцкого районов, находится в обжитой промышленной и сельскохозяйственной зоне с достаточно развитой сетью асфальтовых и улучшенных грунтовых дорог, территорию пересекают железнодорожные линии, вблизи расположен магистральный газопровод «Союз».

На площади месторождения находятся сёла: Нижняя Павловка, Дедуровка, Городище, Краснохолм и другие. К лицензионному участку ООО «Газпром добыча Оренбург» примыкает лицензионный участок ЗАО «Газпром нефть Оренбург», включающий восточное окончание ОНГКМ с запасами нефти и газа в артинско-сакмарских отложениях.

Разработка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) началась в 1974 году и является одним из крупнейших месторождений. ОНГКМ - источник ценного углеводородного и неуглеводородного сырья.

Продукция, полученная из сырья ОНГКМ представлена товарным (метановым) газом, широкой фракцией легких углеводородов, такими как этан, гелий, стабильный конденсат и нефть, сера.

Основная газоконденсатная залежь, где сконцентрировано около 92 % начальных запасов свободного газа месторождения, подстилается нефтяной оторочкой. Оторочка имеет спорадическое распространение и образует самостоятельные газонефтяные залежи: на западе - Среднекаменноугольную, на востоке - Ассельскую и Артинско-сакмарскую.

Схема размещения залежей Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения приведена на рисунке 1.1.

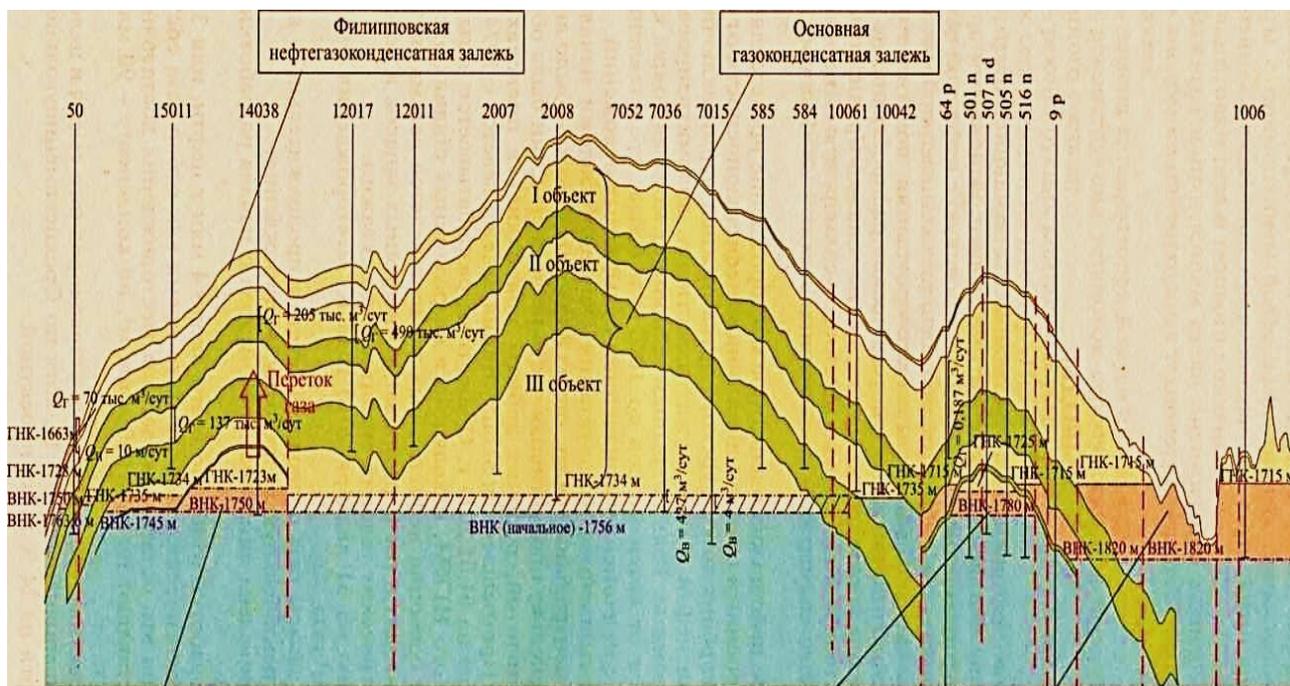


Рисунок 1.1-Расположение залежей Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Характерная особенность ОНГКМ - явно выраженные пластовые и наличие плотных прослоев значительной толщины, имеющих регионально-распространение.

Тип залежи массивно-пластовый. В толще карбонатных пород выделено 36 укрупненных пластов с различными фильтрационными и емкостными характеристиками, в том числе, 14 преимущественно плотных. Каждый блок - пласт представляет переслаивание проницаемых и плотных прослоев.

Особенно прослеживается два интервала большой толщины, представленных, в основном породами с низкой пористостью верхней части Сакмарского яруса, средняя толщина от 35 до 40 м в ассельско-верхнекаменноугольных отложениях, средняя толщина на западе - 50 м, в центре - от 70 до 80 м. Оренбургский вал, с которым связано ОНГКМ, имеет достаточно сложное строение в связи с проявлением в его пределах тектонических и седиментационных структуро-формирующих факторов. Простираясь с запада на восток, структура имеет протяженность более 100 км и ширину от 10 до 20 км. Структура Оренбургского месторождения изучена более чем 1000 скважинам.

На рисунке 1.1 представлен геологический разрез Оренбургского НГКМ с выделением зоны, дренируемой скважинами, подключенными к УКПГ-3. По кровле артинской карбонатной толщи структура выделяется в виде единого поднятия (типа брахиантиклинали) и оконтуривается изогипсами минус 1600, 1650 и 1700 м.

Наиболее высокие отметки (от минус 1230 и до минус 1240 м) в пределах поднятия приурочены к его сводовой части (район скв. 18-д, 106, и др.). На севере структуры, где поднятие контролируется крутым крылом (от 10 до 15°), отметки достигают от минус 1800 до 1840 м в западной части поднятия (скв. 5, 84, 98) и почти минус 1900 м в восточной, скв. № Г-10.

На южном крыле, характеризующемся погружением не более чем на 2°, наиболее глубокие абсолютные отметки равны минус 1760 м на западе (скв. 82), минус 1780 м - в центре (скв. 43) и минус 1825 м - на востоке (скв. 179). Из-за различной крутизны крыльев поднятие приобретает форму явно асимметричной структуры. В пределах поднятия выделяются три купола –

Западный, Центральный и Восточный.

Западный купол, выделяющийся как обособленное поднятие с размерами 20 на 6 км и амплитудой 120 м по кровле III объекта, по кровле артинской карбонатной толщи отмечается в виде обширной периклинали (25 на 12 км). Амплитуда в районе Западного купола (относительно северного и южного погружений) достигает 300 м. Пористость по керну. По продуктивным пластам выполнен достаточный объем определений открытой пористости по керну для основной залежи. Пористость определялась по 5497 образцам из 18 скважин (таблица 1.1).

Параметр	Газовая часть									Нефтяная часть		Итого по залежи	
	Юобъект			Пообъект			Шообъект			Юобъект	Шообъект		
	запад-ный купол	центра-льный купол	восто-чный купол	Итого Юобъект	запад-ный купол	центра-льный купол	Итого Пообъект	запад-ный купол	центра-льный купол				Итого Шообъект
1. Коэффициент пористости													
Количество скважин	5	7	4	16	5	5	10	3	4	7	1	2	18
Охарактеризованная эффективная толщина, м	146,0	288,9	235,6	670,5	189,9	266,6	456,5	36,8	455,9	492,7	8,7	3,0	1631
Количество определений	341	994	628	1963	605	899	1504	83	1931	2019	12	4	5497
Минимальное значение, %	2,6	2,4	2,2	2,2	3,3	2,3	2,3	2,1	1,0	1,0	11,6	8,9	1,0
Максимальное значение, %	22,1	23,8	23,0	23,8	19,5	19,6	19,6	13,2	21,0	21,0	14,0	11,3	23,8
Среднее значение, %	9,1	12,3	9,0	10,5	11,6	11,4	11,5	7,2	9,8	9,7	12,8	9,5	10,5
2. Коэффициент проницаемости													
Количество скважин	5	7	4	16	5	5	10	3	4	7	1	2	18
Охарактеризованная эффективная толщина, м	121,0	250,1	195,6	566,7	173,6	221,4	395,0	32,0	388,0	420,0	8,7	3,0	1393
Количество определений	195	544	320	1059	398	536	934	59	1010	1069	6	4	3072
Минимальное значение, 10^{-3} мкм ²	0,003	0,001	0,001	0,001	0,013	0,003	0,003	0,019	0,005	0,005	3,06	6,1	0,001
Максимальное значение, 10^{-3} мкм ²	7,10	14,35	24,91	24,9	183,6	330,0	330,0	145,6	170,6	170,6	10,04	9,88	330,0
Среднее значение, 10^{-3} мкм ²	1,3	1,90	1,4	1,7	13,2	18,9	16,5	19,1	11,8	12,2	6,8	7,0	9,8

Таблица 1.1 – Характеристики пористости и проницаемости по результатам анализа керна скважин Основной залежи

Проницаемость на начальном этапе разработки определялась по известной величине пористости.

2 Типовая конструкция действующего фонда газоконденсатных скважин УКПГ-3

В начале разработки участка УКПГ-3 Основной газоконденсатной залежи скважины Оренбургского НГКМ скважины имели типовую конструкцию и строились согласно проекту. Это были вертикальные скважины, вскрывающие продуктивный пласт либо открытым стволом, либо обсаженные эксплуатационной и отперфорированной колонной. НКТ по всей глубине спуска имели одинаковый диаметр (100 x 100 либо 112 x 112 мм). По мере снижения пластового давления и дебита в процессе эксплуатации скважин конструкция НКТ претерпевала изменения. Реконструкции подверглись только фонтанные трубы. Это связано с необходимостью выполнения условий выноса примесей и пластовой воды с забоя на поверхность в условиях низких пластовых давлений. Основные параметры конструкции скважин, взятых из таблицы технологических режимов работы скважин, подключенных к УКПГ-3 за 4 кв. 2016 года представлены в таблице 2.1. На рисунке 2.1 показана схема основных элементов конструкции скважины № 225 УКПГ-3 с указанием диаметров и глубин. В соответствии с принятой моделью, основной являлась открытая конструкция эксплуатационных скважин, где весь этаж газоносности вскрывался открытым стволом. Для исключения осложнений, на глубину 10-15 м выше пробуренного забоя спускался хвостовик. Открытая конструкция имела ряд существенных положительных качеств - высокая продуктивность скважин, простота и надежность, низкая стоимость и металлоемкость. Вместе с тем имелись и недостатки, наиболее остро проявившиеся сразу же после первых признаков обратительного процесса обводнения скважин. Прежде всего, такая конструкция не позволяла регулировать равномерность отработки пластов по разрезу, затрудняла интенсификацию верхних вскрытых интервалов, не обеспечивала

При эксплуатации скважин могут возникнуть следующие проблемы:

- приток подошвенной пластовой воды к забою;
- возможность гидратообразования;

- интенсивная коррозия оборудования;

- солеотложение на внутренней поверхности промыслового оборудования;
- образование жидкостных пробок на забое ствола работающей и простаивающих скважин.

**Схема компоновки ПО скважины №3006
Ф.А. "Luceat"**

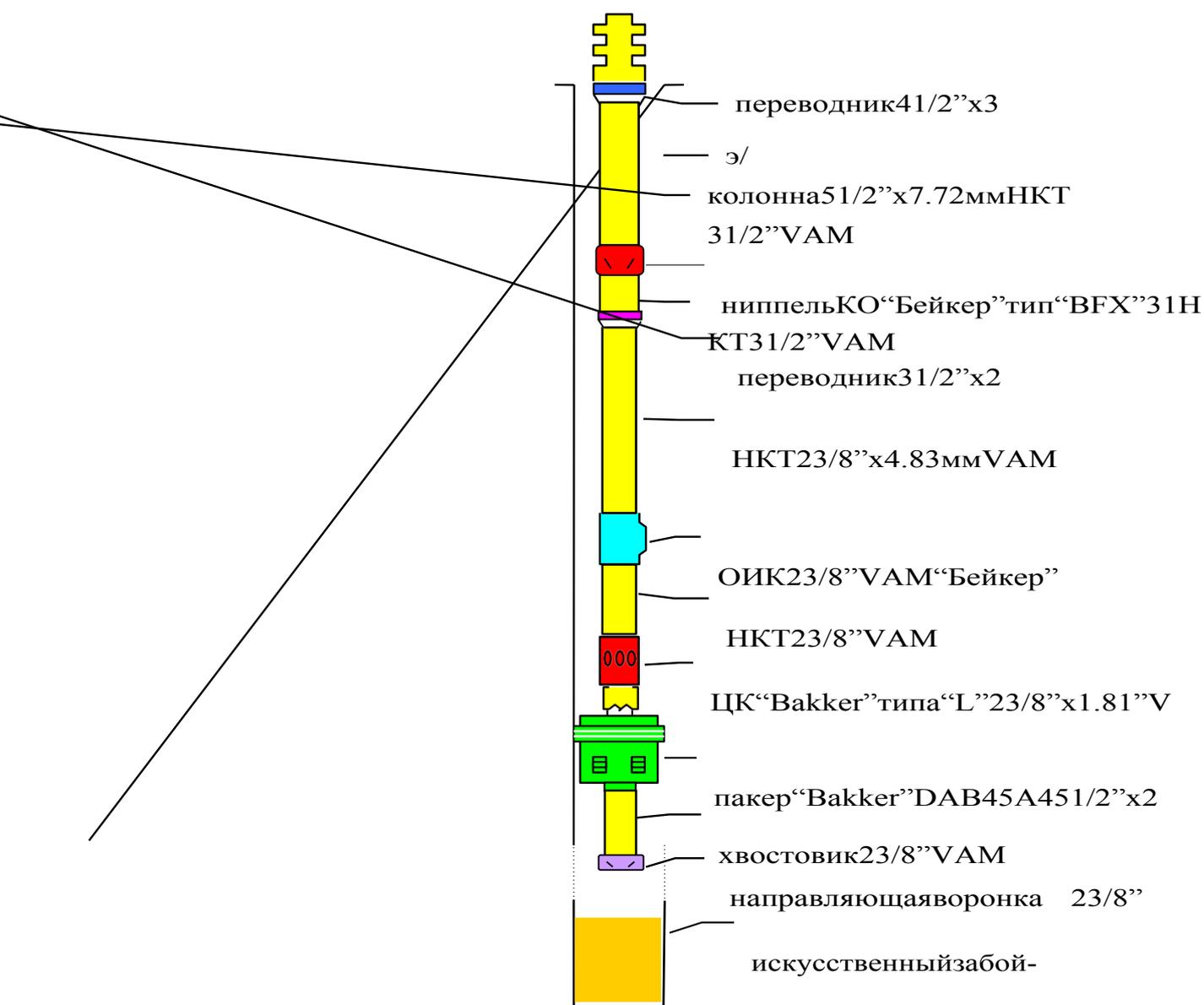


Рисунок 2.1 – Конструкция вертикальной скважины №3006

2.1 Распределение фонда скважин, подключенных к УКПГ-3

Фонд эксплуатационных скважин УКПГ-3 составляет 112 скважин, из них 8 филипповский залежь, подключения шлейфа УКПГ-3 представлено на рисунке 2.2

Скважины УКПГ-3 эксплуатируют все эксплуатационные объекты, распределение этих скважин по объектам представлено в таблице 2.2 и на рисунке 2.3. Количество обводненных скважин, вскрывающих различные объекты представлено на рисунке 2.4.

№ объекта	№ скважин, отрабатывающих данный объект	Количество скважин
Ю объект	401,403,405,406,407,409,410,419,420,422,425,432д,476,3001,3004,3005,3006,3007,3010,3011,3012,3013,3015,3017,3018,3019,3022,3024,3028,3031,3032,3038,3049,3054,3062,3066,3070,3076,3091,3092,3098,3100,12045,12046,12056,12063,12073,12074,12076,12077	50
По объект	423,3027,3061	3
И+II объект	147д,150,155,303R,426,427,429,430,431,433,435,475,477,478,3002,3016,3020,3047,3053,3055,3067,3077,3079,3080,3081,3090,3096,12024,12026,12029,12030,12033,12037,12044,12050,12051,12059,12060,12061,12083,12085,12086	42
И+III объект	3026	1
И+II+III объект	415,421,424,428,3003,12034,12035,12049	8
Филипповская залежь	400,412,414,417,3008,3009,3014,3037	8

Таблица 2.2 – Распределение действующего фонда скважин зоны УКПГ-3 ОНГКМ по отрабатываемым объектам

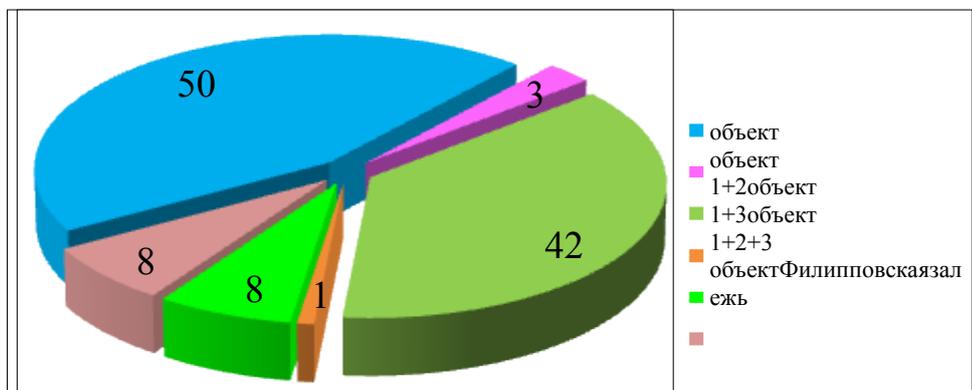


Рисунок 2.3 – Распределение скважин УКП-3 по эксплуатационным объектам

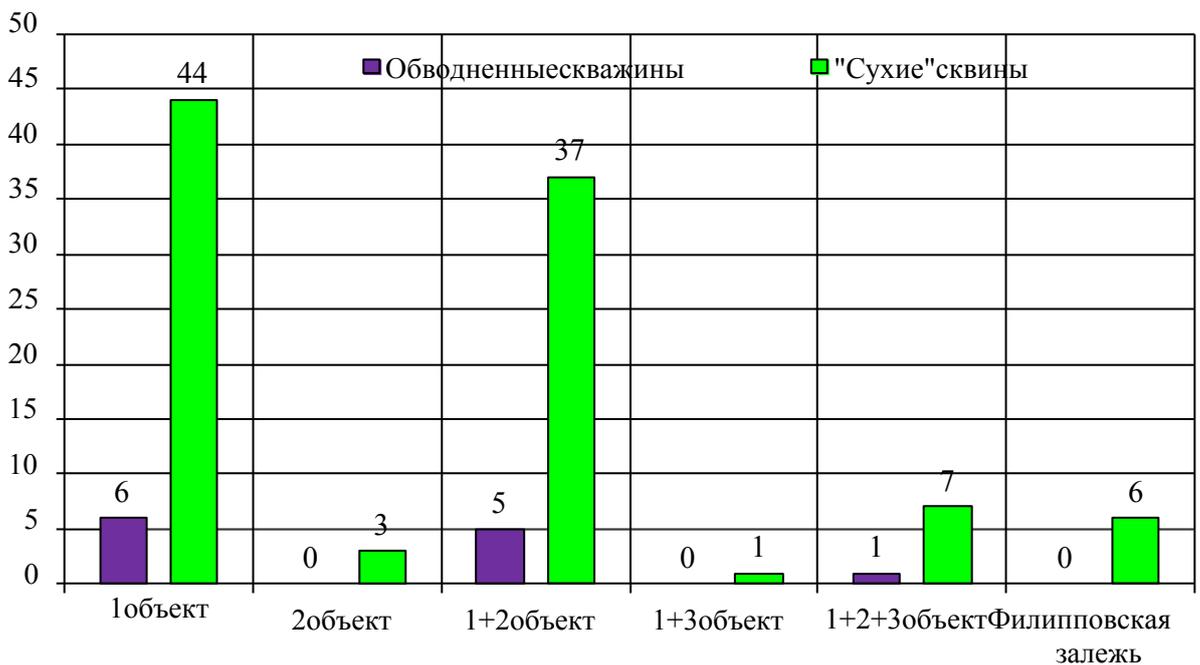


Рисунок 2.4 – Распределение «сухих» и обводненных скважин по объектам

При выборе определяющего фактора и соответствующего критерия необходимо обратить основное внимание на: наличие подошвенной воды; неоднородность и многопластовость залежи, на наличие или отсутствие гидродинамической связи между пластами; наличие коррозионно-активных компонентов; близость контурных вод; возможность и пределы устойчивости пластов к разрушению; коллекторские свойства пластов; пластовое давление и температуру; температуру окружающей ствол скважины среды; количество жидких компонентов в газе; свойства газа и жидких компонентов; условия по осушке, очистке и транспорту газа на промысле и др. основные факторы,

по которому устанавливается технологический режим работы скважин.

При обосновании технологических режимов работы эксплуатационных скважин необходимо иметь исходную информацию, в которую входят следующие параметры: коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b ; пластовое давление; забойное давление при рабочем дебите; потери давления по стволу скважины при заданном дебите.

В процессе эксплуатации деформация слабоустойчивых пород приводит к разрушению призабойной зоны пласта. При скоростях потока газа, необеспечивающих вынос частиц породы на поверхность, образуется песчаная пробка, существенно влияющая на установленный технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Высокие прочностные свойства газоносных коллекторов Оренбургского газоконденсатного месторождения позволили выбрать конструкции эксплуатационных скважин с открытым забоем. При установленных депрессиях разрушения призабойной зоны не происходит.

Причина роста добываемой воды в скважинах

На 1.01.2019 на УКПГ-3 количество действующих обводненных скважин составило 16, из которых 10 скважин работают с выносом и 6 без выноса пластовой воды, среднесуточный дебит воды 150,2 м³/сут. Годовая добыча газа по обводненным скважинам составила 9,15% от годовой добычи газа по УКПГ.

С начала эксплуатации добыто 2099,5 тыс. м³ пластовой воды.

В таблице 2.3 рисунке 2.6 представлена динамика роста воды по зоне УКПГ-3 на 01.01.2019 г.

Согласно одной из причин роста дебита воды в отдельных скважинах УКПГ-3 являются тектонические нарушения. Из-за больших депрессий на

пластконус подошвенной воды все больше подтягивается к забою скважин. Все это ведет к образованию целиков заземленного газа пластовыми выводами избирательного обводнения. Если скважина находится недалеко от контура пластовой воды, то чрезмерный отбор газа вызывает «язык воды», притягивающийся к скважине. Когда этот язык воды захватит сква-

жину, добыча газа прекращается. При урегулировании отбора фронтовой

приближался бы к скважине медленно, не образуя языка. Давление вдоль фронта выравнивалось бы, и скважина за время своей эксплуатационной жизни могла бы дать газ с большой площади вокруг скважины, выше и ниже по пласту до первоначального фронта воды. Процент отбора должен быть таков, чтобы газ со всей этой большой площади успел поступить в скважину. Если эксплуатируется длинный ряд скважин, вытянутый параллельно фронту воды, все скважины должны эксплуатироваться с одинаковым противо-давлением на пласт, чтобы по мере добычи газа пластовая вода двигалась к скважинам не отдельными языками, а прямолинейным фронтом, параллельным серии скважин или в виде длинной дуги большого радиуса.

При продолжении чрезмерного отбора языки воды могут захватить скважины и соединиться. Позади фронта воды в пласте будут захвачены водой островки газа или отдельные скопления его. Эти островки газа так и останутся недобытыми. Местоположение и размеры их останутся неизвестными.

Если газоносный пласт имеет большую мощность и очень слабый наклон, пластовая вода может на значительном протяжении по восстанию слоев заполнять нижнюю часть пласта, а из верхней части скважины можно долгое время добывать газ. При таких условиях нужно добывать газ также с малым процентом отбора. Если газ добывается с чрезмерным процентом отбора, получаются «конусы воды». Они захватывают нижние части скважин. Приток газа в скважины сначала уменьшается, а затем прекращается. В промежутках между скважинами остался газ, который не будет добыт. Пока еще в такую скважину, не сполна захваченную конусом воды, продолжается приток газа, можно уменьшить процент отбора и увеличить противо-давление на пласт. Этим иногда удается осадить конус воды, после чего приток газа в скважину может увеличиться. Аналогично можно поступить и с притягиванием языков воды, причем конус воды легче осадить, чем язык воды. Но очень часто операторы, ведущие работы на газовом промысле, не разбираются в этих явлениях и не знают, что скважина захватывается ко-

нусомилиязыкомводы.Онидумают,чтовообщепластводоносен,ивода

идет попласту в месте газом, и что усиленный отбор воды поможет делу и вызовет увеличение притока газа, т. е. делают как раз противоположно тому, что надо делать. Убедившись, что усиленная откачка воды не помогла и скважина перестала давать газ, эти операторы успокаиваются, придя к заключению, что весь газ, какой могла дать скважина, добыт, и ликвидируют скважину. При правильном же проценте отбора такая скважина могла бы дать газ в несколько раз больше.

Годы	Действующий фонд, шт.	Количество обводненных скважин, шт	Годовая добыча воды, тыс. м ³
1	2	3	4
1983	61		
1984	61		
1985	60		
1986	63		
1987	66		
1988	66		
1989	68		
1990	70		
1991	71		
1992	71		
1993	75		
1994	75		
1995	76		
1996	76		
1997	79	1	1,0
1998	80	1	0,8
1999	78	1	1,0
2000	79	1	1,0
2001	78	1	0,9
2002	79	1	1,0
2003	78	1	3,8
2004	80	2	4,3
2005	81	7	5,9
2006	81	9	6,4
2007	85	11	6,2
2008	88	11	6,4
2009	89	12	5,6
2010	90	14	4,9
2011	91	14	4,5
2012	91	15	5,6
2013	89	15	16,1
2014	91	16	15,9
2015	90	16	16,1
2016	91	16	15,4
2017	91	17	11,4
2018	91	19	9,9

Таблица 2.3 – Динамика роста воды по зоне УКПГ-3

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, пройдя практику, я получил первичные профессиональные умения и навыки, в том числе научно-исследовательской деятельности. При прохождении учебной практики на газодобывающем предприятии ООО

«Газпром добыча Оренбург» я ознакомился с должностными инструкциями оператора, мастера по добычи нефти и газа, а также с деятельностью геолога ОПС-3. Узнал, какая деятельность осуществляется на УКПГ-3 по обслуживанию и эксплуатации скважин.

Овладел приемами взаимодействия с сотрудниками, выполняющими различные профессиональные задачи и обязанности, а также способностью учиться на собственном опыте и опыте других людей, навыками самостоятельной работы, самоорганизации, организации выполнения поручений. Ознакомился с технологией добычи газа, конденсата. Ознакомился с конструкцией скважин. Выяснил особенности эксплуатации скважин в зоне УКПГ-3.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиев З.С., Котлярова Е.М., Самуйлова Л.В., Мараков Д.А. Определение основных параметров горизонтальных газовых скважин. Учебное пособие для вузов. – М.:РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 228 с.: ил. ISBN 978-5-91961-055-7
2. Алиев З.С., Мараков Д.А. "Разработка месторождений природных газов" М.: МАКС-Пресс, 2011. - 436 с.
3. Технологический проект разработки Оренбургского нефтегазо-конденсатного месторождения. Основная газоконденсатная залежь. 2012-542 с.
4. Ежегодные отчеты геологического отдела ГПУ;