**3.** **ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ**

**3.1. Анализ гидродинамических исследований скважин и энергетического состояния залежей**

Анализ результатов гидродинамических исследований проведен на базе данных, предоставленных АО «Эмбамунайгаз».

С целью контроля за разработкой и определения гидродинамических свойств продуктивных горизонтов проводятся исследования методом установившихся отборов (МУО) и методом неустановившихся режимов фильтрации (КВУ, КПД и КВД). На месторождении гидродинамические исследования скважин (ГДИС) проводились собственными силами ЦИР и организацией ТОО «Алстрон». Интерпретация данных проводилась собственными силами ЦИР, организацией ТОО «Алстрон» и Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» при помощи специализированных программных продуктов «PanSystem» и «Saphir».

Исследования с применением глубинного прибора проводились манометрами типа «АЦМ», «PPS» и «САМТ», а при устьевых исследованиях для определения уровня жидкости в затрубном пространстве в механизированном фонде добывающих скважин применялся прибор «СУДОС-автомат».

Как видно из таблицы 3.1.1 за анализируемый период на месторождении проведено 8 исследования МУО по 8 скважинам, 10 исследования КПД по 8 скважинам и 4 исследования КВД по 4 скважинам.

За весь период разработки в целом по месторождению проведено 54 исследований КВУ по 44 скважинам, 38 исследований МУО по 25 скважинам, 25 исследований КПД по 19 скважинам и 6 исследований КВД по 5 скважинам.

**Таблица 3.1.1 – Распределение проведенных гидродинамических исследований за анализируемый период 01.01.2021 -01.01.2025гг**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Методы исследования | | | | | | Всего | |
| КПД | | МУО | | КВД | |
| скв. | иссл. | скв. | иссл. | скв. | иссл. | скв. | иссл. |
| 8 | 10 | 8 | 8 | 4 | 4 | 20 | 22 |

Таблица 3.1.2 – Распределение проведенных гидродинамических исследований за весь период разработки

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Методы исследования | | | | | | | | Всего | |
| КВУ | | КПД | | МУО | | КВД | |
| скв. | иссл. | скв. | иссл. | скв. | иссл. | скв. | иссл. | скв. | иссл. |
| 44 | 54 | 19 | 25 | 25 | 38 | 5 | 6 | 93 | 116 |

В таблице 3.1.3 приведены результаты проведенных ГДИС.

**Таблица 3.1.3 – Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Количество | | Интервал изменения | Среднее значение |
| скважин | измерений |
| **Горизонт Ю-I** | | | | |
| Пластовая температура, °С | 14 | 16 | 17,3-28,9 | 24,04 |
| Коэффициент продуктивности, м³/(сут\*атм) | 30 | 37 | 0,14-30,8 | 4,63 |
| Гидропроводность, мД\*м/сПз | 23 | 26 | 9,44-7789,1 | 1144,4 |
| Пьезопроводность, м²/с | 24 | 28 | 0,005-8,965 | 0,900 |
| Проницаемость, мД | 24 | 28 | 16,4-4840,2 | 1309,1 |

За анализируемый период проведены 4 исследования КВД на скважинах №№72, 22, 71 и 46. По показателю скин-фактора скважины №72 и 71 имеют отрицательные значения (-1,9 и -4,9), что говорит о хорошем состояний призабойной зоны скважин. Скважина №46 наоборот имеет положительное значение скин-фактора (2,9), по результатам которого была дана рекомендация по очистке забоя скважины. Во всех скважинах наблюдается выход на радиальный режим и полученные результаты носят достоверный характер. На рисунке 3.1.1 приведен диагностический график скважины №72.



**Рис. 3.1.1 – Диагностический график исследования КВД скважины №72**

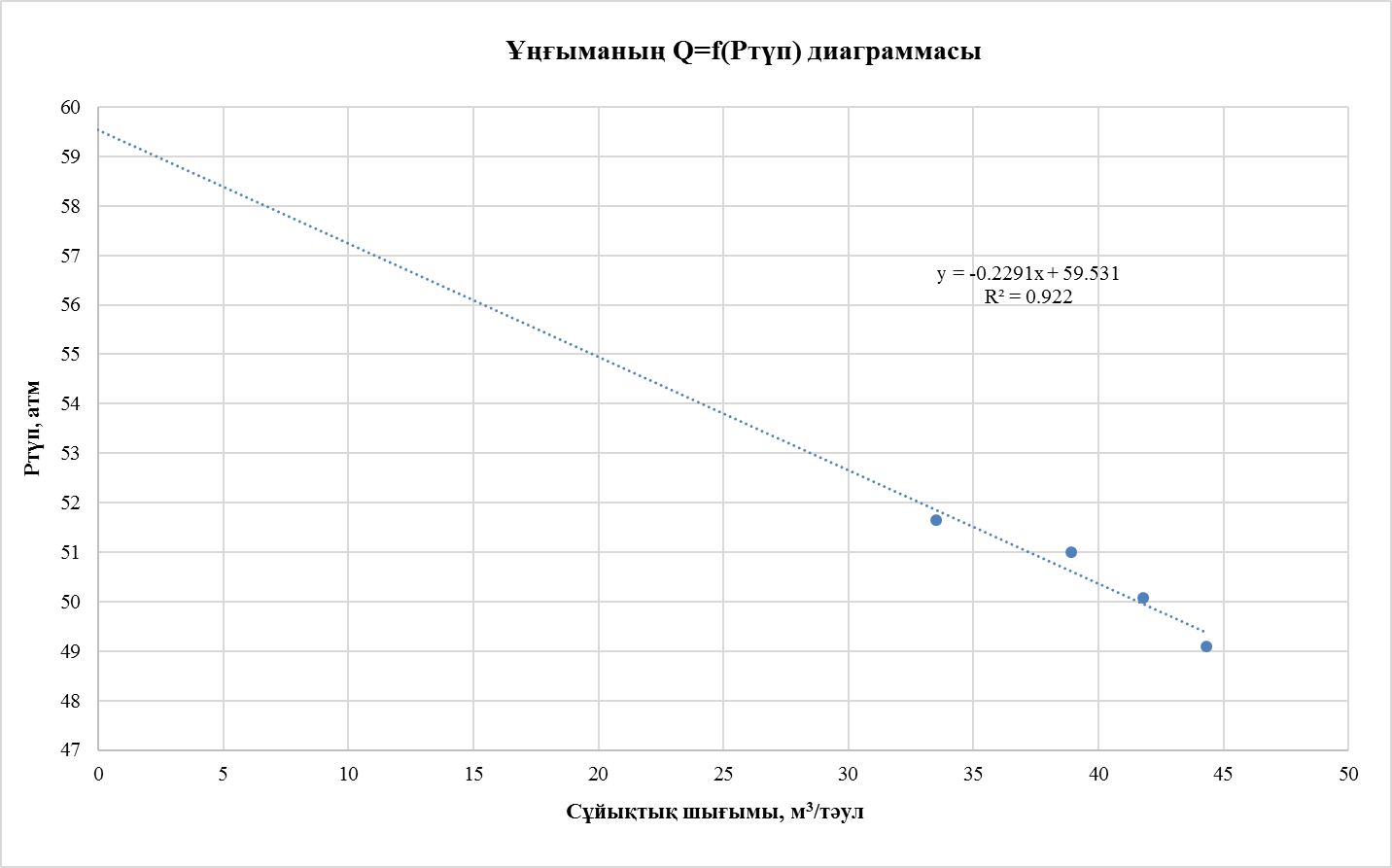
За анализируемый период проведены 2 исследования КПД на скважинах №№4н и 11н. Район скважины №11н характеризуется высокой проницаемостью (179 мД), а район скважины №4н по классификации Теодоровича характеризуется средней проницаемостью (20,6 мД). По результатам интерпретации скин-фактор в двух исследованиях имеет положительное значение (1,1 и 6,4 соответственно). На рисунке 3.1.2 приведен диагностический график скважины №4н.



**Рис. 3.1.2 – Диагностический график исследования КПД скважины №4н**

Обработка режимных исследований МУО производились по общепринятой методике. По каждой скважине строились индикаторные кривые. По наклону индикаторной кривой определялся интерполированное пластовое давление и коэффициент продуктивности скважины. Во время исследования соблюдали «прямой ход» или «обратный ход» смены режимов работы скважин согласно «Методике по проведению и контролю гидродинамических исследований скважин в группе компаний АО НК «КазМунайГаз».

На рисунке 3.1.3 приведена построенная индикаторная кривая исследования МУО скважины №40. По результату исследования интерполированное пластовое давление составило 59,53 атм. Результаты исследования являются достоверными, что подтверждается аппроксимацией равной 0,92.



**Рис. 3.1.3 – Индикаторная диаграмма по скважине №40**

Качество выполняемых гидродинамических исследований на месторождении удовлетворительное, все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом, что в свою очередь при проведении ГДИС вызывает некоторые трудности. Это связано, во-первых, с трудностью спуска глубинного манометра, во-вторых, с допущением заметных погрешностей при прослеживании уровня, то есть невозможности точно пересчитать уровни и забойные давления, так как неправильный учет плотности флюида дает большие погрешности. Допускаются некоторые погрешности, в связи с обводненностью продукции добывающих скважин, различной продолжительностью остановки скважин при регистрации статических уровней и т.д.

***3.1.2 Характеристика энергетического состояния залежей***

Оценка энергетического состояния залежи осуществлялась на основе данных глубинных замеров пластового давления, отбивок статического уровня и исследований методом КВУ, МУО.

В настоящее время, в связи с эксплуатацией добывающих скважин механизированным способом, технически невозможно выполнение прямых глубинных замеров пластового и забойного давлений добывающих скважин в процессе их работы. Непосредственно глубинные замеры пластового давления выполняются в добывающих скважинах в период остановки на ремонт, а также – в наблюдательных скважинах и скважинах нагнетательного фонда. Пластовые и забойные давления в добывающих скважинах в процессе эксплуатаций определяются, как привило, путем пересчета статических и динамических уровней, отбиваемые эхолотом. При сравнении расчетных значений пластового давления с результатами прямых замеров наблюдается пониженное значение прямых замеров. При определении пластового давления огромные погрешности допускаются при учете плотности жидкости. Учитывая вышеописанное, полученные результаты необходимо принимать как оценочные и использовать для обобщенного анализа.

Для анализа энергетического состояния рассматривалась величина давления, приведенная в отметке ВНК, которое для I блока на уровне минус 652,5, для II блока – минус 648м.

Закачка воды с целью поддержания пластового давления реализуется с 1994г.

За отчетный период по месторождению проведено 6 периодических замеров статического уровня и 2 299 замера динамического уровня. (Таблица 3.1.4), по которым были определены средние текущие пластовые давления и забойные давления по объекту.

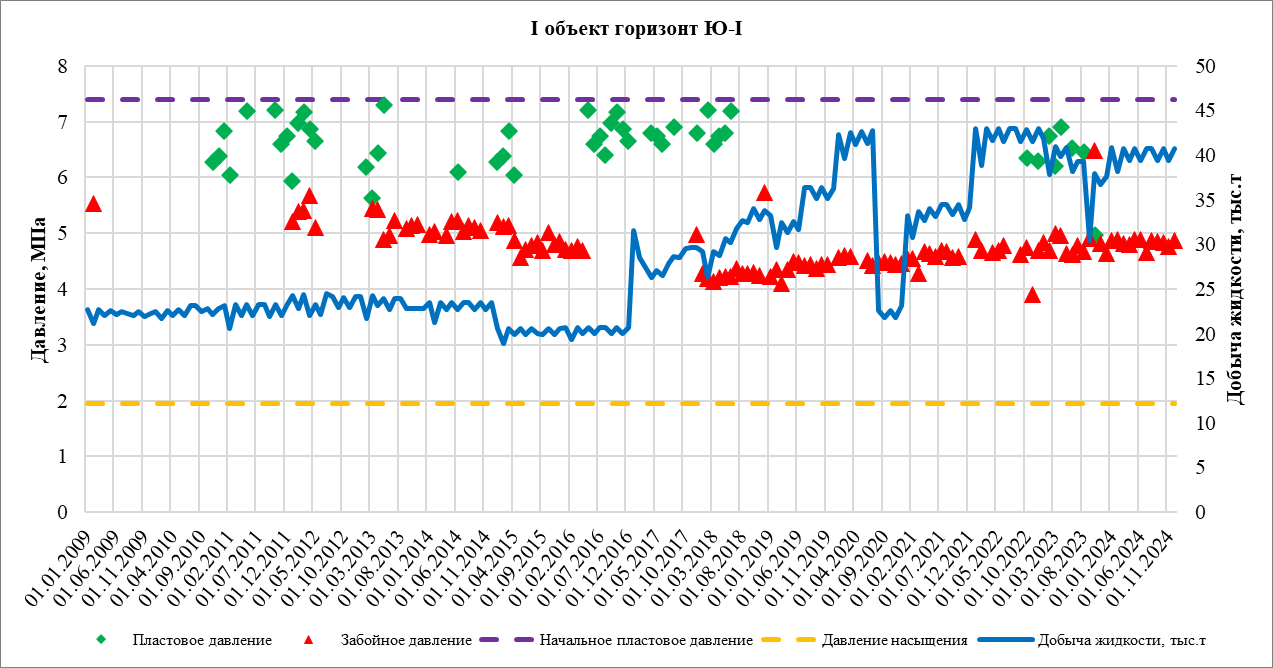
**Таблица 3.1.4 - Количество замеров за анализируемый период 01.01.2021 -01.01.2025г**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Объекты | Вид замера | |
| Замер статического уровня | Замер динамического уровня |
| I | 6 | 2 299 |
| **В целом по месторождению** | **6** | **2 299** |

На 01.01.2025г на данном объекте в действующем фонде находятся 29 добывающих скважин. Начальное пластовое давление замерялось по 2 скважинам (№№ 1, 11) и в среднем на уровне ВНК составляет 7,4 МПа. Давление насыщения принято на уровне 2,1 МПа. Текущее пластовое давление по объекту в среднем составляет 6,3 МПа.

На рисунке 3.1.4 приведены динамики изменения пластового давления и добычи жидкости по объекту, а также динамика изменения забойного давления и добычи жидкости по объекту за анализируемый период. Как видно из рисунка, по данному объекту не наблюдается значительного снижения пластового давления, в целом за анализируемый период отклонение составляет всего лишь 1,1 МПа.

Расчетное забойное давление изменяется от 3,9 до 6,6 МПа. Текущее забойное давление по объекту в среднем составляет 4,9 МПа. Все добывающие скважины работают с забойными давлениями выше давления насыщения.

****

**Рис. 3.1.4– Динамика пластового давления и добычи жидкости по I объекту**