

Код МРНТИ 52.47.27

А.Н. Есендосова, \*А.К. Абдуллина, Н.С. Малыбаев  
*Abylkas Saginov Karaganda Technical University (Karaganda, Kazakhstan)*

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАВОДНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖЕТЫБАЙ

**Аннотация.** В статье представлен анализ заводнения горизонта Ю-2+3 месторождения Жетыбай на основе детального исследования современного состояния развития геологической устойчивости и эффективности системы поддержания пластового давления (ППД). Рассмотрены результаты ранжирования блоков по плотности остаточных извлекаемых запасов, охвату заводнением и текущему коэффициенту извлечения нефти (КИН). Проведен сравнительный анализ заявленного и прогнозируемого КИН, а также в зависимости от коэффициента охвата заводнением по объему и объему обводненности КИН. Выявлены проблемные блоки с низким темпом отбора и высоким потенциалом увеличения добычи нефти за счет уплотняющего бурения добывающих скважин и реконфигурации. Результаты исследования подтверждают необходимость корректировки системы производства для повышения охвата по объемам и достижения проектных показателей добычи нефти.

**Ключевые слова:** нефть, заводнение, месторождение, Жетыбай, горизонт Ю-2+3, остаточные извлекаемые запасы, коэффициент извлечения нефти.

### Жетібай кен орнындағы су айдау процестерін зерттеу

**Андатпа.** Мақалада Жетібай кен орнының Ю-2+3 горизонтының су басу жүйесінің қазіргі жағдайын, геологиялық тұрақтылықтың даму деңгейін және қабаттық қысымды сақтау жүйесінің тиімділігін жан-жақты зерттеу негізінде талдау ұсынылған. Қалдық алынатын қорлардың тығыздығы, су басумен қамту және ағымдағы мұнай алу коэффициенті (АМК) бойынша блоктарды ранжирлеу нәтижелері қарастырылған. Декларацияланған және болжамды АМК арасындағы салыстырмалы талдау, сондай-ақ су басу коэффициентіне байланысты АМК көлемі мен су қанықтылық көлемі бойынша жүргізілген. Өндірудің төмен қарқынымен және бұрғылау ұңғымаларын тығыздау мен қайта конфигурациялау арқылы мұнай өндіруді арттырудың жоғары әлеуеті бар проблемалық блоктар анықталған. Зерттеу нәтижелері мұнай өндірудің жобалық көрсеткіштеріне қол жеткізу үшін өндірістік жүйелерді реттеу қажеттілігін растайды.

**Түйінді сөздер:** мұнай, су басу, кен орны, Жетібай, Ю-2+3 горизонты, қалдық алынатын қорлар, мұнай алу коэффициенті.

### Study of the reservoir flooding processes at the Zhetybai field

**Abstract.** The article presents an analysis of the flooding of the Yu-2+3 horizon of the Zhetybay field based on a detailed study of the current state of geological stability development and the effectiveness of the formation pressure maintenance system (FPM). The results of block ranking by residual recoverable reserves density, flooding coverage, and current oil recovery factor (ORF) are considered. A comparative analysis of the declared and predicted ORF is conducted, as well as its dependence on the flooding coverage coefficient by volume and water cut volume. Problematic blocks with low extraction rates and high potential for increasing oil production through infill drilling of production wells and reconfiguration are identified. The research results confirm the need for adjustment of production systems to increase coverage by volume and achieve the target oil production indicators.

**Key words:** oil, flooding, field, Zhetybay, Yu-2+3 horizon, residual recoverable reserves, oil recovery factor.

### Введение

На территории Южного Мангышлака важное значение приобретает вопрос поисков залежей нефти и газа в отложениях юры [1]. Однако для поисков ловушек неструктурного типа необходимы полные сведения по геологическому строению и литолого-фациальным особенностям рассматриваемых отложений по всему району в целом [2].

Основные компоненты пойменно-руслового комплекса – русла и поймы можно представить себе как активную и пассивную его части. Русло динамично: движущийся в нем водный поток переносит наносы, формирует русловой рельеф, размывает берега и намывает новые участки поймы. Пойма возникает в процессе русловых деформаций, ее облик формируется, в основном, под влиянием механизмов руслоформирования. Поэтому пойма играет в составе пойменно-руслевых комплексов (ПРК), в целом, пассивную роль, и влияет на русло косвенно, либо выполняя функцию его берегов [3].

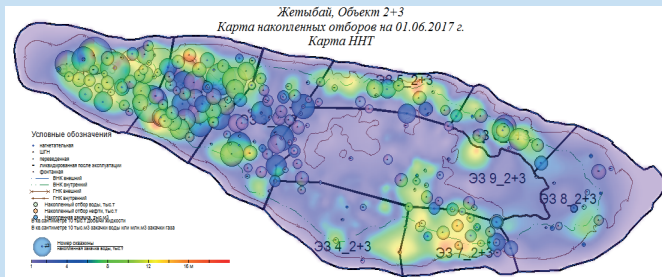
При отсутствии данного анализа границы блоков проводятся по зонам наименьших перетоков пластовых флюидов из одной части объекта разработки в другую. Такими границами могут служить ряды нагнетательных скважин, в том числе ликвидированных, а также внешние контура нефтеносности. В случаях, когда нефтяная залежь не разделена нагнетательными рядами или геологическими границами, и выполнение условия о неперетоке между частями залежи ставится под сомнение, рекомендуется в крупные блоки объединять участки залежи с примерно одинаковой сеткой разработки, а границы блоков проводить через зону минимальных мощностей, либо через середину расстояния между добывающими скважинами, которые относятся к смежным блокам [4].

Блоки по горизонту Ю-2+3 месторождения Жетыбай выделялись по имеющимся данным об особенностях геологического строения. Рассматривается уточнение строения залежей Ю-2+3 по результатам построенных карт, таких как карта проницаемости, пористости, коэффициента песчаности, общих толщин, эффективных нефтенасыщенных толщин. Перечисленные карты не дали результатов, кроме того, что на месторождении недостаточно исследований по ГДИС и замеру пластовых давлений, а имеющиеся данные не отражают истинной картины давления пластов. Проведена фациальная диагностика по ГК по существующим стандартным формам для конкретной фациальной группы. Определена литология отложений по данным каротажа и выявлены зоны пойм и русел. Из-за отсутствия актуальных сейсмических исследований были выделены перспективные зоны по картам общих толщин. Таким образом, были выделены наиболее проницаемые зоны, способствующие ускоренной фильтрации закачки, ведущей к обводненности пластов [5]. На рис. 1 представлена карта накопленных отборов горизонта Ю-2+3 месторождения Жетыбай с выделенными блоками. Блоки горизонта были отранжированы по плотности остаточных извлекаемых запасов, пересчитанные через характеристику вытеснения ВНФ (воднефтяной фактор) =  $f$  (накопленная добыча нефти).

Всего по горизонту Ю-2+3 было выделено 9 блоков. Принцип выделения блоков основывался на условии объединения в одни блоки участков залежи с примерно одинаковой сеткой разработки.

Утвержденные начальные геологические запасы (НГЗ) (Подсчет запасов, 2009) по горизонту Ю-2+3 оцениваются на уровне 36 687 тыс. т, начальные извлекаемые запасы (НИЗ) нефти оцениваются на уровне 9 416 тыс. т, оста-

точные извлекаемые запасы (ОИЗ) нефти – 6 234 тыс. т, текущий КИН – 9% при утвержденном 25,7%, текущая обводненность – 47,3%, текущая компенсация оценивается на уровне 212%, накопленная компенсация 175,8%. Текущие параметры приведены на 2017 год [6, 7, 8].



**Рис. 1. Горизонт Ю-2+3. Карта накопленных отборов на 01.06.2017 г. Карта ННТ.**

**Сурет 1. Ю-2+3 горизонты. 01.06.2017 ж. жағдайындағы жинақталған іріктеулер картасы. Мұнаймен қаныққан қабаттардың қалыңдығы картасы.**

**Figure 1. Yu-2+3 Horizon. Map of accumulated selections as of June 1, 2017. Map of oil saturated thickness.**

В результате ранжирования были выявлены проблемные блоки по таким параметрам, как низкий охват заводнением, недостаточная разбуренность. Наибольшая величина плотности остаточных извлекаемых запасов в блоках 2, 3, 5. Блоки 5, 4, 7, 8 характеризуются темпом отбора от ОИЗ за 2016 год менее 5%, учитывая тот факт, что среднее расстояние между скважинами в этих блоках наибольшее, можно предположить, что эти блоки имеют потенциал на увеличение добычи путем уплотняющего бурения. Результаты ранжирования блоков горизонта

Ю-2+3 по плотности остаточных извлекаемых запасов представлены в таблице 1.

#### Методика исследования

Для оценки текущего состояния разработки блоков был использован минимальный перечень инструментов, который поможет провести дополнительный скрининг блоков. Были использованы следующие зависимости:

- КИН от среднего расстояния между скважинами;
- текущее пластовое давление от текущей и накопленной компенсации;
- КИН от коэффициента охвата заводнением по объему ( $E_v$ );
- КИН от массовой обводненности [4, 5].

По каждому блоку были построены графики зависимости ВНФ от накопленной добычи нефти, были сопоставлены НИЗ по утвержденному КИН и НИЗ, полученные по характеристике вытеснения. Был использован график – АВС плот.

Детально рассмотрим зависимость КИН от коэффициента охвата заводнением по объему ( $E_v$ ). Данный диагностический график позволяет оценить, каким образом нагнетание воды повлияло на добычу нефти, и насколько фактическая динамика отборов и закачки соответствует проектным показателям.

Для построения графика на первом этапе необходимо рассчитать  $E_v$ . Охват заводнением по объему показывает, какой процент подвижного порового объема пласта заполнен водой, ранее туда закаченной и не добытой.

$$E_v = \frac{(W_i - W_p) * B_w}{PV * (1 - S_{wc} - S_{or})} = \frac{(W_i - W_p) * B_w}{MOPV}, \quad (1)$$

где  $S_{wc}$ ,  $S_{or}$  – Connate water saturation, водонасыщенность остаточная, д. ед., %;

#### Результаты ранжирования блоков горизонта Ю-2+3

#### Ю-2+3 горизонты блоктарының ранжирлеу нәтижелері

#### Results of Block Ranking for the Yu-2+3 Horizon

Таблица 1

Кесте 1

Table 1

Номер блока	НГЗ	НИЗ <sub>проект</sub>	ОИЗ (НИЗ <sub>проект</sub> -Добыча)	Отбор от НИЗ по добыче	Текущий КИН на 01.2017	Темпы отбора от ОИЗ по добыче за 2016	НИЗ <sub>ВНФ</sub>	ОИЗ (НИЗ <sub>ВНФ</sub> -Добыча)	Плотность ОИЗ (НИЗ <sub>проект</sub> -Добыча)	Плотность ОИЗ (НИЗ <sub>ВНФ</sub> -Добыча)
	тыс.т.	тыс. т.	тыс. т.	%	д. ед.	%	тыс.т.	тыс. т.	т/м <sup>2</sup>	т/м <sup>2</sup>
2_2+3	4583	1178	81	93	0.24	60	2241	1145	0.01	0.16
3_2+3	3645	937	391	58	0.15	15	1563	1018	0.05	0.13
5_2+3	2853	733	611	17	0.04	4	701	578	0.12	0.12
4_2+3	3196	821	806	2	0.00	0,4	718	702	0.12	0.10
1_2+3	5956	1531	713	53	0.14	9	1585	768	0.08	0.09
9_2+3	5025	1292	1072	17	0.04	5	1383	1163	0.07	0.08
7_2+3	3204	823	706	14	0.04	3	401	284	0.15	0.06
6_2+3	2325	598	236	61	0.16	13	433	71	0.06	0.02
8_2+3	5609	1441	1355	6	0.02	1	209	123	0.13	0.01

$S_{or}, S_{no}$  – Residual oil saturation, нефтенасыщенность остаточная, д. ед., %;

$W_i$  – Water injection, накопленная закачка воды, м<sup>3</sup>;

$W_p$  – Water production, накопленная добыча воды, м<sup>3</sup>;

$B_w, B_e$  – объемный коэффициент воды, м<sup>3</sup><sub>пл.усл.</sub>/м<sup>3</sup><sub>пов.усл.</sub>.

Параметр, характеризующий уменьшение объема пластовой воды при изменении условий от пластовых до стандартных. Не является константой и зависит от условий сепарации;

$PV$  – Pore volume, поровый объем, м<sup>3</sup>;

$MOPV$  – Movable pore volume – поровый объем, занятый подвижными углеводородами.

$$PV = S * h_{nn} * K_p, \quad (2)$$

где  $S$  – площадь нефтеносности, м<sup>2</sup>;

$h_{nn}$  – начальная нефтенасыщенная мощность, м<sup>2</sup>;

$K_p, m$  – Коэффициент пористости, дол. ед.

$$MOPV = PV(1 - S_{wc} - S_{or}). \quad (3)$$

В качестве эталонной кривой, для того чтобы понять насколько кривая, построенная по фактическим данным, отклоняется от параметров, заложенных в проектном документе, на график зависимости  $КИН = f(E_w)$  наносится линия, которая начинается в координатах  $X = 0; Y =$  текущий КИН до начала закачки и заканчивается в  $X = K_{охвата}; Y =$  утвержденный по проекту КИН.

$$K_{охвата} = \frac{КИН_{утвержденный по проекту}}{K_{выгт}}. \quad (4)$$

Следующим инструментом, на котором хотелось бы остановиться, является АВС плот. АВС сокращение от After Before Compare, что переводится как сравнение до и после. Данный инструмент был применен для группировки блоков по изменению среднесуточной среднескважинной добычи нефти и воды за рассматриваемый период

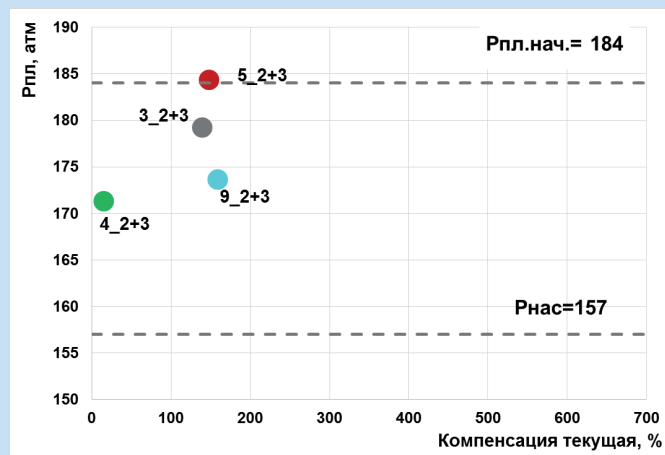


Рис. 3. График пластового давления от текущей компенсации.

Сурет 3. Қазіргі өтемақыға байланысты қабаттық қысым графигі.

Figure 3. Plot of formation pressure versus current compensation.

времени. Даты для сравнения – это текущая дата и дата, сдвинутая на несколько месяцев назад, рекомендуемый для анализа интервал – 3 месяца [9, 10, 11].

По оси  $X$  АВС плота размещено отношение текущей среднесуточной среднескважинной добычи воды к предыдущей, по оси  $Y$  – отношение среднесуточной среднескважинной добычи нефти к предыдущей. В зависимости от того, в какую зону попал блок, можно группировать и интерпретировать результаты блоков по изменению добычи воды и нефти [12].

### Результаты исследования

В район работ БКНС-3 вошли блоки 3, 4, 9 и небольшая часть блока 5 (рис. 2).

Если говорить об энергетическом состоянии залежи, то текущее пластовое давление (данные основываются на карту изобар, построенную на данных гидродинамических исследований за период 2015–2017 годы) в данных

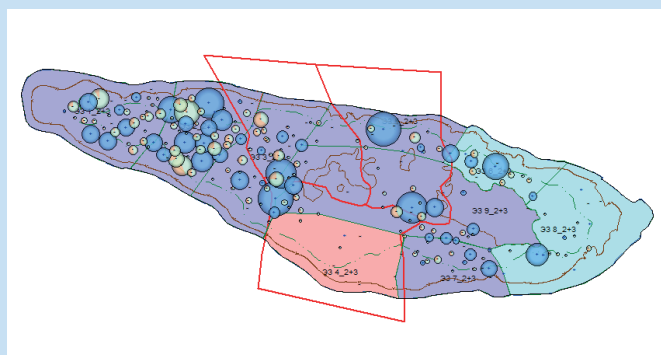


Рис. 2. Горизонт Ю-2+3. Карта текущих отборов на 01.12.2017.

Сурет 2. Ю-2+3 горизонты. 01.12.2017 жағдайындағы ағымдағы алу картасы.

Figure 2. Horizon Yu-2+3. Current Withdrawals Map as of 01.12.2017.

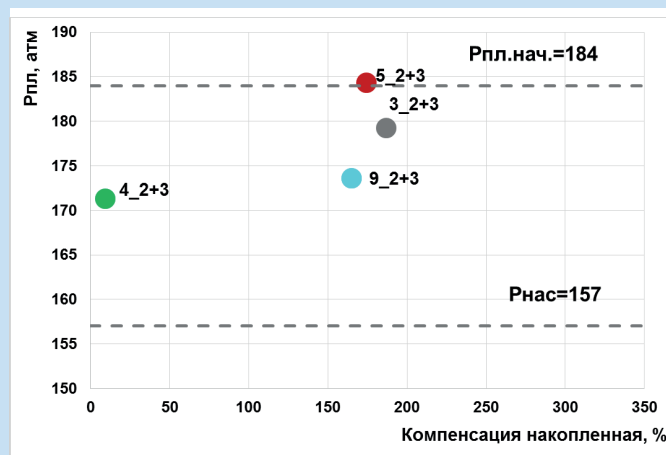
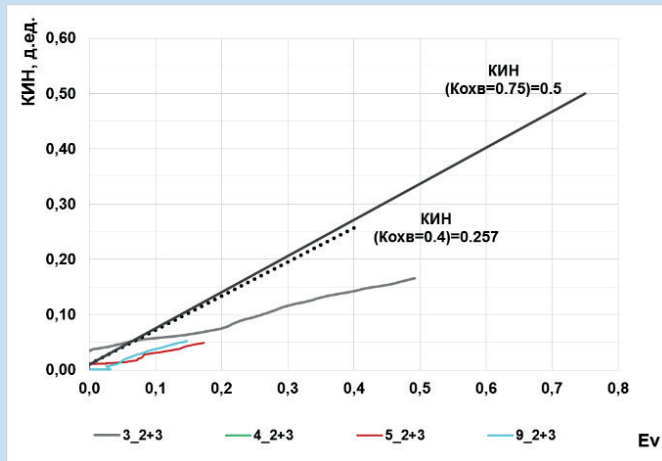


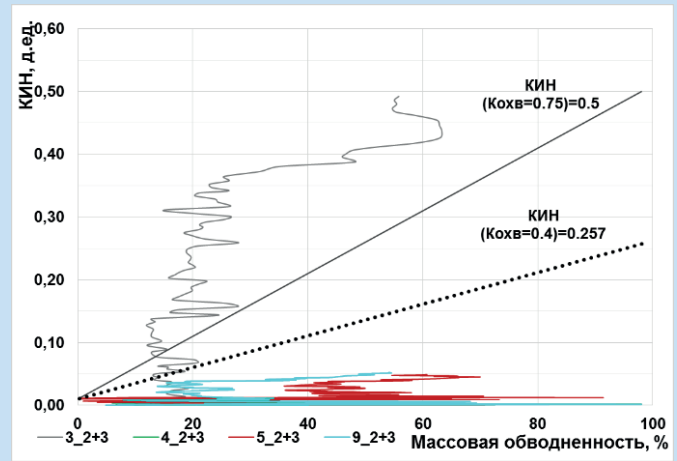
Рис. 4. График пластового давления от накопленной компенсации.

Сурет 4. Жинақталған өтемақыға байланысты қабаттық қысым графигі.

Figure 4. Plot of formation pressure versus cumulative compensation.



**Рис. 5. График КИН от охвата по объему Evol.**  
**Сурет 5. Мұнай алу коэффициентінің Evol көлемін қамтуға тәуелділік графигі.**  
**Figure 5. Plot of Oil Recovery Factor vs. Evol Volume Coverage.**



**Рис. 6. График КИН от обводненности.**  
**Сурет 6. Мұнай алу коэффициентінің сулануға тәуелділік графигі.**  
**Figure 6. Plot of Oil Recovery Factor vs. Water Cut.**

блоках ниже начального пластового давления в среднем на 2%, при том, что текущая компенсация и накопленная компенсация по всем 3 блокам менее 200%, что характеризует нормальное состояние охвата заводнением (рис. 3, рис. 4).

По приведенным ниже графикам (рис. 5, рис.6) можно сделать следующие выводы: низкий охват вытеснением, что связано с неорганизованной системой ППД. Для того, чтобы достичь проектного КИН, необходимо организовать закачку, которая приведет к коэффициенту охвата по объему, равной 0,4. На данный момент блоки 5, 6, 9 демонстрируют коэффициент охвата чуть ближе 0,2. График КИН от обводненности также показывает резкое увеличение обводненности и низкий темп роста отборов нефти. По данному графику можно также наблюдать периоды, когда обводненность снижается, это связано с вводом новых добывающих скважин.

Утвержденный КИН по горизонту Ю-2+3 равен 25,7%. Был проведен анализ сравнения утвержденного КИН с КИН, рассчитанным по характеристике вытеснения. На рис. 7 приведена гистограмма сравнения проектного и прогнозных КИН по блокам, а также информация о текущем положении КИН. Блоки, вошедшие в анализируемый БКНС-3, демонстрируют следующее: по блокам 5 и 9 самые низкие текущие КИН при высоким прогнозным КИН, вероятнее всего существующим фондом проектный КИН достигнут не будет, по блоку 6 проектный и прогнозный КИН находятся примерно в одном диапазоне, однако есть необходимость изменения текущего состояния разработки.

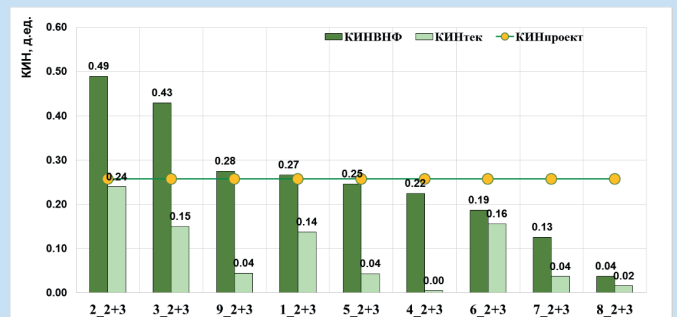
Блок 6 характеризуется нормальной разбуренностью с 6 добывающими скважинами, а также тем самым текущим КИН вполне достигает КИН ВНФ. На рис. 7 приведено сравнение КИН по ВНФ с проектными КИН и с текущим КИН. Вероятность того, что по блоку 6 проектный КИН будет достигнут, крайне низка. Блок 9 имеет потенциал на увеличение добычи нефти путем бурения новых скважин,

ЗБС и переводов скважин с других горизонтов, при этом необходимо предусмотреть реконфигурацию существующей системы ППД с учетом особенностей геологического строения района работ для повышения охвата заводнением и компенсации отборов.

Блок 6 на данный момент является примерным блоком по основным показателям разработки: компенсация (текущая компенсация на начало мая 2017 года составляет 155%, при том, что пластовое давление выше начального на 1,5%); КИН (текущий КИН составляет 16%, КИН по характеристике вытеснения – 19%). Сложившейся системой разработки, в том числе СППД, проектные НИЗ вероятнее всего добыты не будут.

Границы блока 9 проходят по контуру ГНК. Часть скважин работала с высоким газовым фактором, в связи с наличием газовой шапки, высота которой равна 48 м (Подсчет запасов, 2008).

Данный блок по характеристике вытеснения демонстрирует КИН выше утвержденного, соответственно НИЗ



**Рис. 7. Гистограмма сравнения проектных и прогнозных КИН.**  
**Сурет 7. Жобалық және болжамды мұнай алу коэффициентін салыстыру гистограммасы.**  
**Figure 7. Histogram comparing design and forecasted oil recovery factor.**

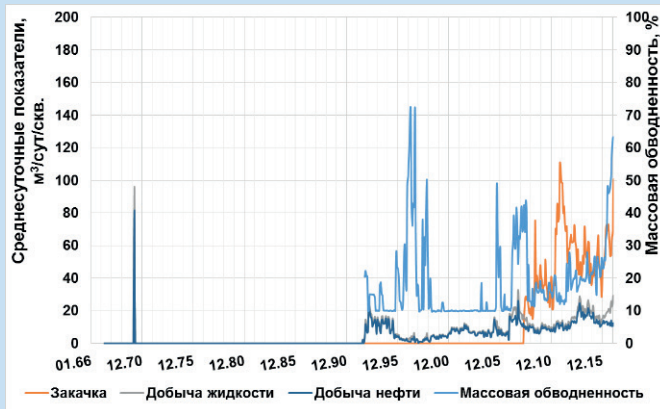


Рис. 8. Блок 3. Среднесуточные показатели разработки.

Сурет 8. 3-блок. Орташа тәуліктік игеру көрсеткіштері.

Figure 8. Block 3. Average daily development indicators.

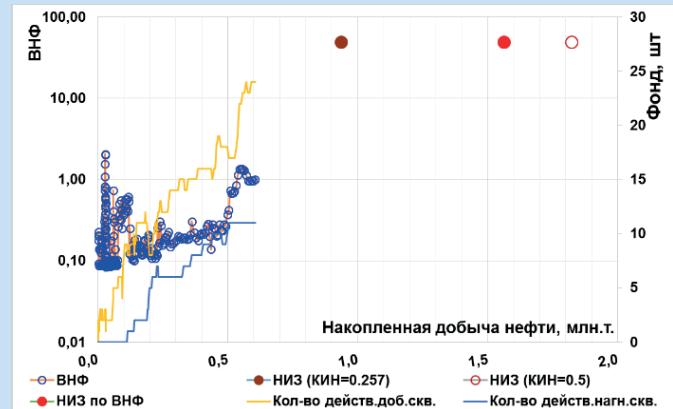


Рис. 9. Блок 3. График зависимости водонефтяной фактор от накопленной добычи.

Сурет 9. 3-блок. Жинақталған өндіруге байланысты су-мұнай коэффициентінің графигі.

Figure 9. Block 3. Plot of water oil ratio vs. cumulative production.

больше, чем по проекту. Вероятнее всего это связано с недооцененностью запасов в данном блоке. В блоке есть потенциал на увеличение добычи.

На рис. 8, 9 приведены среднесуточные показатели разработки и график зависимости ВНФ от накопленной добычи по блоку 3 как еще один инструмент для анализа работы блока. В последние периоды работы блока происходит наращивание добычи нефти и снижение обводненности, что связано с увеличением фонда, и как следствие, это отразилось на кривой ВНФ.

### Выводы

Эффективность заводнения горизонта Ю-2+3 месторождения Жетыбай ограничена рядом факторов, включая низкий охват вытеснением, недостаточную разбуренность и неорганизованную систему поддержания пластового давления (ППД). Выявлены проблемные блоки (5, 6, 9),

характеризующиеся низкими текущими коэффициентами добычи нефти (КИН) и высоким потенциалом увеличения добычи за счет уплотняющего бурения и оптимизации системы ППД. Литолого-фациальный анализ горизонта Ю-2+3 позволяет выделить пойменные и русловые зоны, которые существенно влияют на фильтрационные процессы и эффективность заводнения. Анализ графиков в зависимости от охвата заводов КИН и объемов обводненности показал необходимость повышения охвата по объему ( $E_v$ ) до уровня 0,4 для достижения проектного КИН. В блоке 9 определен потенциал увеличения добычи нефти за счет корректировки разработки системы, перевода скважин с других горизонтов и бурения новых скважин. Текущая компенсация в большинстве блоков находится на удовлетворительном уровне, однако требуется более детальная реконфигурация системы ППД с учетом геологических условий горизонта.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вовлечение в разработку недренируемых запасов нефти на месторождении Жетыбай / Б.Б. Тлегенов [и др.] // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2020. № 4 (5). С. 51–62 (на русском языке)
2. Тулешева Г.Д. Анализ опыта применения методов интенсификации добычи нефти на месторождении Жетыбай. // Нефть, газ и бизнес. 2016. № 6. С. 22–31 (на русском языке)
3. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении: М., 2001. 144 с. (на английском языке)
4. Садчиков А.В., Абдуллина А.К. Методические рекомендации по анализу заводнения и управлению им // Молодой ученый. 2020. № 15 (305). С. 128–133 (на русском языке)
5. Численное моделирование заводнения природных трещиноватых коллекторов на основе метода конечных элементов контрольного объема / Руи-хан Чжан [и др.] // Журнал нефтяной науки и инженерии. 2016. Т. 146. С. 1211–1225 (на английском языке)
6. Тулешева Г.Д., Саенко О.Б. Повышение нефтеотдачи на месторождениях Мангышлака // Нефтепромысловое дело. 2016. № 8. С. 23–30 (на русском языке)
7. Эффективность применения нестационарного заводнения на месторождении Жетыбай (Республика Казахстан) / А.Б. Бакиева [и др.] // Территория Нефтегаз. 2023. № 3–4. С. 30–40 (на русском языке)

8. Тулешева Г.Д. Анализ эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти на месторождении Жетыбай // *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*. 2012. № 2. С. 33–48 (на русском языке)
9. Оптимизация системы заводнения на основе модели CRM / Т.А. Поспелова [и др.] // *Нефтепромысловое дело*. 2020. № 7 (619). С. 5–10 (на русском языке)
10. Коннов И.А. Применение современных инструментов и технологий для более точного прогнозирования заводнения // *Тенденции развития науки и образования*. 2023. № 102–5. С. 116–119 (на русском языке)
11. Э. Хейдари-Фарсани, Дж.Э. Нейлсон, Г.И. Алсон, Х. Хамиди. (Октябрь 2020 г.). Влияние типа горной породы на естественное заводнение и остаточную нефтенасыщенность ниже уровня свободной воды и водонефтяного контакта: пример из Ближнего Востока. <https://www.sciencedirect.com/journal/journal-of-petroleum-science-and-engineering/vol/193/suppl/C> (на английском языке)
12. Цзе Хэ, Сяодун Лю, Синью Чжу и др. (28 января 2021 г.) Характеристики обводнения литологического резервуара в бассейне Ордос. <https://www.nature.com/articles/s41598-021-82035-4#citeas> (на английском языке)

#### ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Жетібай кен орнында ағызылмайтын мұнай қорларын игеруге тарту / Б.В. Тлегенов [және т. б.] // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2020. № 4 (5). Б. 51–62 (орыс тілінде)
2. Тулешева Г.Д. Жетібай кен орнында мұнай өндіруді қарқындату әдістерін қолдану тәжірибесін талдау // *Мұнай, газ және бизнес*. 2016. № 6. Б. 22–31 (орыс тілінде)
3. Уолкотт Д. Су тасқыны кезінде кен орындарын игеру және басқару: М., 2001. 144 б. (ағылшын тілінде)
4. Садчиков А.В., Абдуллина А.К. Су тасқынын талдау және басқару бойынша әдістемелік ұсыныстар // *Жас ғалым*. 2020. № 15 (305). Б. 128–133 (орыс тілінде)
5. Су тасқындарын табиғи жарықтармен резервуарларда басқару көлемі әдісі негізінде сандық модельдеу. / Руи-хан Чжан [және т. б.] // *Мұнай ғылымы және инженерия журналы*. 2016. Т. 146. Б. 1211–1225 (ағылшын тілінде)
6. Тулешева Г.Д., Саенко О.Б. Маңғышлақ кен орындарында мұнай беруді арттыру // *Мұнай кәсіпшілігі*. 2016. № 8. Б. 23–30 (орыс тілінде)
7. Жетібай кен орнында (Қазақстан Республикасы) стационарлық емес су тасқынын қолданудың тиімділігі / А.Б. Бакиева [және т. б.] // *Мұнай-газ аумағы*. 2023. № 3–4. Б. 30–40 (орыс тілінде)
8. Тулешева Г.Д. Жетібай кен орнында мұнай өндіруді қарқындату жөніндегі іс-шаралардың тиімділігін талдау // *НИПИ Нефтегаз ГНКАР ғылыми еңбектері*. 2012. № 2. Б. 33–48 (орыс тілінде)
9. CRM моделі негізінде су басу жүйесін оңтайландыру. / Т.А. Поспелова [және т. б.] // *Мұнай кәсіпшілігі*. 2020. № 7 (619). Б. 5–10 (орыс тілінде)
10. Коннов И.А. Су тасқынын дәл болжау үшін заманауи құралдар мен технологияларды қолдану // *Ғылым мен білімнің даму тенденциялары*. 2023. № 102–5. Б. 116–119 (орыс тілінде)
11. Э. Хейдари-Фарсани, Дж.Э. Нейлсон, Г.И. Алсон, Х. Хамиди. (2020 ж. қазан). Жыныс түрінің табиғи су тасқындары мен еркін су деңгейі мен мұнай-судың байланысы астындағы қалдық мұнай қанықтылығына әсері: Таяу Шығыс мысалы. <https://www.sciencedirect.com/journal/journal-of-petroleum-science-and-engineering/vol/193/suppl/C> (ағылшын тілінде)
12. Цзе Хэ, Сяодун Лю, Синью Чжу және т. б. (2021 жылдың 28 қаңтары). Ордос бассейніндегі литологиялық резервуардың су басу сипаттамалары. <https://www.nature.com/articles/s41598-021-82035-4#citeas> (ағылшын тілінде)

#### REFERENCES

1. *Vovlechenie v razrabotku nedreniruemykh zapasov nefi na mestorozhdenii Zhetybai [Development of nondrained oil reserves at the zhetybay field]*, B.V. Tlegenov [et al.], *Vestnik neftegazovoi otrasli Kazakhstana [Kazakhstan journal for oil and gas industry]*. 2020. No. 4 (5). 51–62 pp. (in Russian)
2. *Tulesheva G.D. Analiz opyta primeneniya metodov intensivatsii dobychi nefi na mestorozhdenii Zhetybai [Development and application of new enhanced oil recovery methods at the Zhetybai field], Neft', gaz i biznes [Oil, gas and business]*. 2016. No. 6. 22–31 pp. (in Russian)
3. *Uolkott D. Field development and management during waterflooding: M., 2001. P. 144 (in English)*
4. *Sadchikov A.V., Abdullina A.K. Metodicheskie rekomendatsii po analizu zavodneniya i upravleniyu imi [Guidelines for waterflood analysis and management], Molodoi uchenyi [Young scientist]*. 2020. No. 15 (305). 128–133 pp. (in Russian)

5. Numerical simulation of water flooding in natural fractured reservoirs based on control volume finite element method / Rui-han Zhang [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016. V. 146. 1211–1225 pp. (in English)
6. Tulesheva G.D., Saenko O.B. Povyshenie nefteotdachi na mestorozhdeniyakh Mangyshlaka [Enhanced oil recovery at Mangyshlak fields], *Neftepromyslovoe delo [Oilfield engineering]*. 2016. No. 8. 23–30 pp. (in Russian)
7. Bakieva A.B. Effektivnost' primeneniya nestatsionarnogo zavodneniya na mestorozhdenii Zhetybai (Respublika Kazakhstan) [Efficiency of non-stationary waterflooding at the Zhetybay field (Republic of Kazakhstan), *Territoriya Neftegaz [Oil and gas territory]*. 2023. No. 3–4. 30–40 pp. (in Russian)
8. Tulesheva G.D. Analiz effektivnosti meropriyatii po intensivatsii dobychi nefi na mestorozhdenii Zhetybai [Analysis of performance measures for intensification in the Zhetybai oil field], *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR [Proceedings NIPI Neftegaz GNKAR]*. 2012. No. 2. 33–48 pp. (in Russian)
9. Optimizatsiya sistemy zavodneniya na osnove modeli CRM [Water cut system optimization based on crm model], T.A. Pospelova [et al.], *Neftepromyslovoe delo [Oilfield engineering]*. 2020. No. 7 (619). 5–10 pp. (in Russian)
10. Konnov I.A. Primeneniye sovremennykh instrumentov i tekhnologii dlya bolee tochnogo prognozirovaniya zavodneniya [Application of modern tools and technologies for more accurate waterflood prediction], *Tendentsii razvitiya nauki i obrazovaniya [Trends in the development of science and education]*. 2023. No. 102–5. 116–119 pp. (in Russian)
11. E. Heydari-Farsani, J.E. Neilson, G.I. Alsop, H. Hamidi. (October 2020). The effect of rock type on natural water flooding and residual oil saturation below free water level and oil water contact: A case study from the Middle East. <https://www.sciencedirect.com/journal/journal-of-petroleum-science-and-engineering/vol/193/suppl/C> (in English)
12. He J., Liu X., Zhu X. et al. (January 28, 2021). Water-flooding characteristics of lithologic reservoir in Ordos basin. <https://www.nature.com/articles/s41598-021-82035-4#citeas> (in English)

#### Сведения об авторах:

**Есендосова А.Н.**, доктор Ph.D, старший преподаватель кафедры «Разработка месторождений полезных ископаемых», НАО «Карагандинский технический университет имени Абылкаса Сагинова» (г. Караганда, Казахстан), [ainelesendosova@mail.ru](mailto:ainelesendosova@mail.ru); <https://orcid.org/0000-0001-7415-3630>  
**Абдуллина А.К.**, доктор Ph.D, старший преподаватель кафедры «Разработка месторождений полезных ископаемых», НАО «Карагандинский технический университет имени Абылкаса Сагинова» (г. Караганда, Казахстан), [abdullinakrg@gmail.com](mailto:abdullinakrg@gmail.com); <https://orcid.org/0000-0003-0483-2798>  
**Малыбаев Н.С.**, к.т.н., доцент кафедры «Разработка месторождений полезных ископаемых», НАО «Карагандинский технический университет имени Абылкаса Сагинова» (г. Караганда, Казахстан), [malybaevnurlansakenovich@mail.ru](mailto:malybaevnurlansakenovich@mail.ru); <https://orcid.org/0000-0002-8977-7400>

#### Авторлар туралы мәліметтер:

**Есендосова А.Н.**, Ph.D, «Пайдалы кенорындарын қазып өндіру» кафедрасының аға оқытушысы, Әбілқас Сағынов атындағы Қарағанды техникалық университеті КеАҚ (Қарағанды қ., Қазақстан)  
**Абдуллина А.К.**, Ph.D, «Пайдалы кенорындарын қазып өндіру» кафедрасының аға оқытушысы, Әбілқас Сағынов атындағы Қарағанды техникалық университеті КеАҚ (Қарағанды қ., Қазақстан)  
**Малыбаев Н.С.**, т.ғ.к., кафедрасының доценті «Пайдалы кенорындарын қазып өндіру» кафедрасының аға оқытушысы, Әбілқас Сағынов атындағы Қарағанды техникалық университеті КеАҚ (Қарағанды қ., Қазақстан)

#### Information about the authors:

**Yessendosova A.N.**, Doctor Ph.D, Senior Lecturer at the Department of mineral deposits Non-profit joint-stock company «Abylkas Saginov Karaganda Technical University» (Karaganda, Kazakhstan)  
**Abdullina A.K.**, Doctor Ph.D, Senior Lecturer at the Department of mineral deposits Non-profit joint-stock company «Abylkas Saginov Karaganda Technical University» (Karaganda, Kazakhstan)  
**Malybayev N.S.**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor at the Department of mineral deposits Non-profit joint-stock company «Abylkas Saginov Karaganda Technical University» (Karaganda, Kazakhstan)