

УДК 622.323

ВОВЛЕЧЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ НЕДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЖЕТЫБАЙ

**Б.Б. Тлегенов, В.В. Шишкин, Б.Т. Туртаев, А.К. Ожикен,
Е.И. Кубекбаев, А.Б. Бакиева, С.О. Чернов, Д.С. Мачехин**

В статье представлены результаты детального изучения геологических условий осадконакопления, в ходе которого выявлены значительные, не охваченные существующей системой разработки, остаточные запасы горизонта Ю-10. Описаны исследования локализации остаточных извлекаемых запасов нефти и совершенствования системы разработки 10 горизонта месторождения Жетыбай. Составлена адресная программа геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение потенциала добычи нефти, а также представлена эффективность выполненных мероприятий.

Ключевые слова: невовлеченные запасы, локализация запасов, эффективность геолого-технических мероприятий, потенциал увеличения добычи нефти.

Введение

Многопластовое месторождение Жетыбай, открытое в июле 1961 г. и находящееся на поздней стадии разработки, по величине геологических запасов нефти относится к крупным месторождениям Казахстана. Одними из основных проблем в разработке месторождений являются невовлеченные запасы и неравномерная выработка запасов по площади и разрезу, связанная с неоднородностью геолого-физических характеристик и сложной многопластовой структурой месторождения.

Во второй половине 2019 г. проведены оценка начальных геологических объемов нефти и анализ разработки горизонта Ю-10, которые базировались на проведении большого спектра аналитических работ, включая построение геологической 3D-модели фаций, оценку выработки запасов для русловых и пойменных отложений и распределение остаточных запасов по ним.

Установлено, что наибольший потенциал связан с вовлечением лагунных, пойменных областей, характеризующихся высокой анизотропией и низкими фильтрационно-емкостными свойствами (далее – ФЕС), начальные геологические запасы которых составляют 47% от общих запасов горизонта Ю-10, или более 60% от остаточных извлекаемых запасов (далее – ОИЗ) (8,7 млн т нефти), и они не вовлечены в разработку.

Ключевые направления аналитических работ

Основными направлениями оценки являются:

- интерпретация геолого-геофизических данных;
- анализ текущего состояния разработки;

оценка коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) и выработки;

- анализ темпа отбора;
- анализ минерализации пластовой воды;
- оценка текущей нефтенасыщенности и геофизические исследования (далее – ГИС) в скважинах нового бурения;
- краевые зоны;
- гидравлический разрыв пласта (далее – ГРП).

Интерпретация геолого-геофизических данных. Сбор и обобщение данных геологии, геофизики и петрофизики позволяют сделать выводы о том, что формирование горизонта Ю-10 происходило в условиях прибрежно-морской равнины, прорезаемой системой русловых каналов. На основании карт электрофаций возможно производить выделение линейно-вытянутых массивных песчаных тел и локализовать области развития неоднородных (расчлененных) коллекторов (рис. 1).

Сейсмические атрибуты, рассчитанные на основании данных высокоразрешающей сейсморазведки (далее – ВРС) за 2019 г., подтверждают русловое строение горизонта Ю-10 и дополняют карты электрофаций в области отсутствия скважин. Для выделения седиментационных тел по данным ВРС за 2019 г. рассчитан ряд сейсмических атрибутов, из которых наиболее прикладными оказались атрибуты формы сигнала (coherency, curvature) и амплитуды (RMS amplitude).

Карты амплитуд довольно точно подтверждают наиболее массивные русловые каналы, выделяемые на картах электрофаций. Одним из главных преимуществ сейсмических данных является возможность прослеживать русловые тела в области отсутствия скважинных данных (рис. 2).

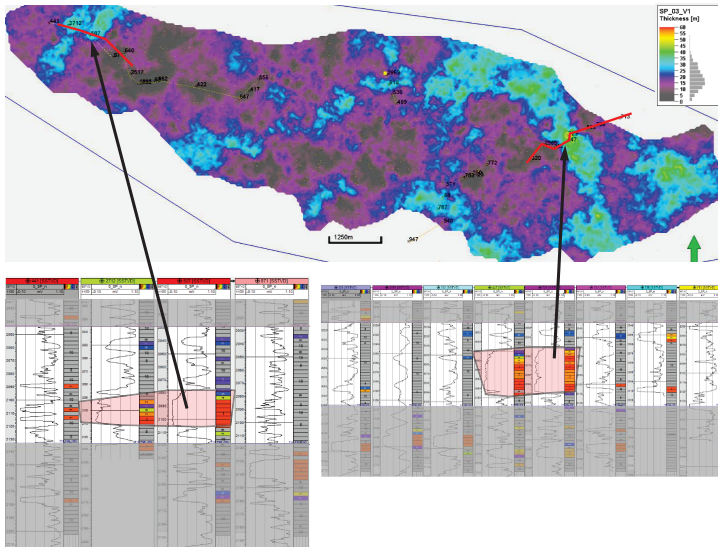


Рисунок 1. Карта толщин электрофаций 1–5 и планшеты по линиям скважин № 441, 2712, 507, 871 и 320, 2989, 352, 447, 729, 522, 738, 713

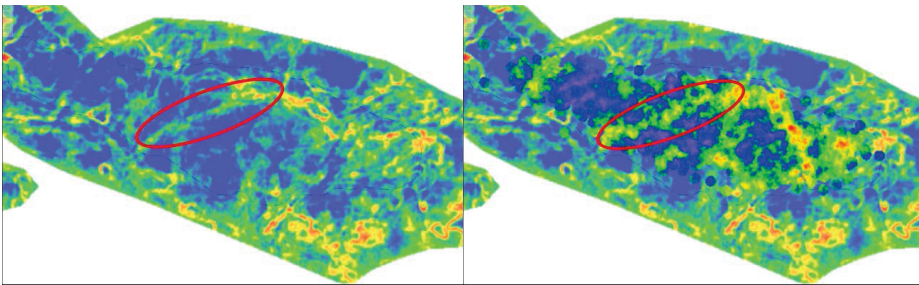


Рисунок 2. Карта амплитуд RMS по горизонту Ю-10 (слева) и карта электрофаций, совмещенная с картой амплитуд RMS по горизонту Ю-10 (справа)

Анализ текущего состояния разработки. На текущий момент на месторождении Жетыбай наибольшим потенциалом по ОИЗ обладает 10 объект разработки, что

послужило основополагающим фактором для выбора этого объекта как первостепенного для выполнения данного анализа (рис. 3).

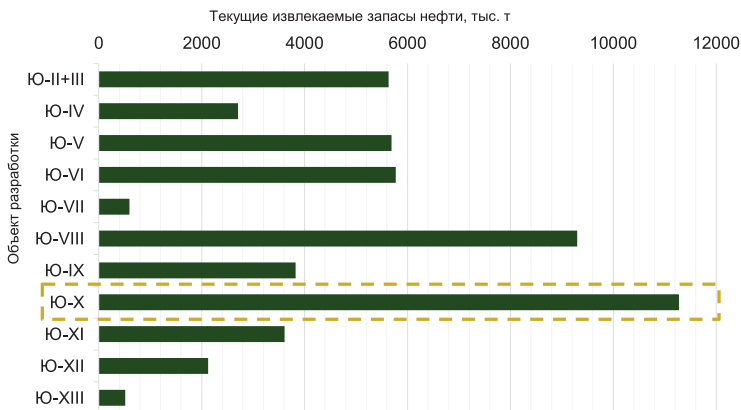


Рисунок 3. Распределение ОИЗ согласно уточненному проекту разработки, 2018 г.

Анализ текущего состояния разработки выполнен с учетом особенностей геологического строения залежи. По результатам сбора и обобщения данных петрофизики, геологии, сейсмики и разработки на 10 объекте выделяются зоны с характерными геолого-физическими характеристиками, связанные с условиями осадконакопления.

Данные добычи подтверждают корректность выделения геологических условий осадконакопления на основе сейсмических данных и электрофациального анализа. Скважины с высокими максимальными дебитами коррелируются с областями

руслowych каналов (высокие ФЕС), в сравнении с дебитами скважин, расположенных в областях пойм (низкие ФЕС) (рис. 4–5).

Динамика добычи 10 объекта разработки с разделением на группы коллекторов показывает, что различные группы коллекторов характеризуются различной текущей стадией разработки: русла – стабилизация добычи, поймы – рост добычи. Рост добычи в поймах в 2 раза с 2016 г. указывает на наличие значительного потенциала данных геологических условий для вовлечения в разработку, в т.ч. с применением технологии ГРП (рис. 6).

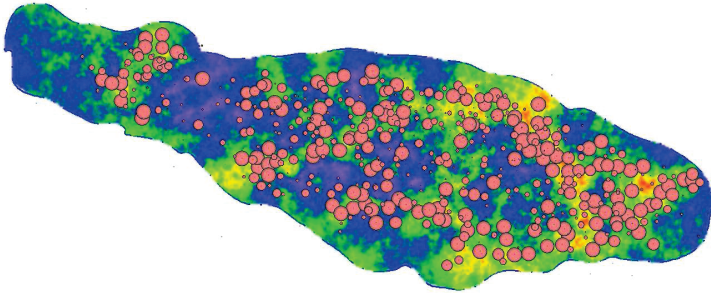


Рисунок 4. Карта толщин фаций высоких ФЕС, совмещенная с круговой картой, соответствующей максимальным дебитам по скважинам за период эксплуатации на Ю-10

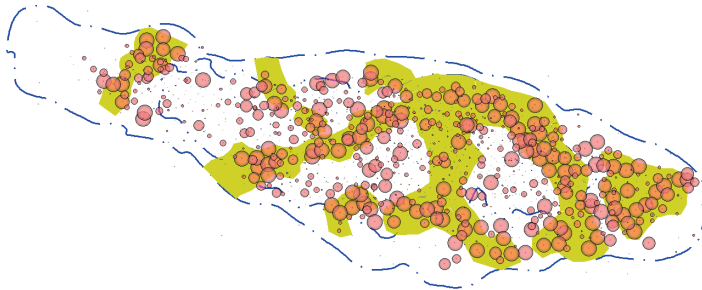


Рисунок 5. Карта контуров русловых тел, совмещенная с круговой картой, соответствующей максимальным дебитам по скважинам за период эксплуатации на Ю-10

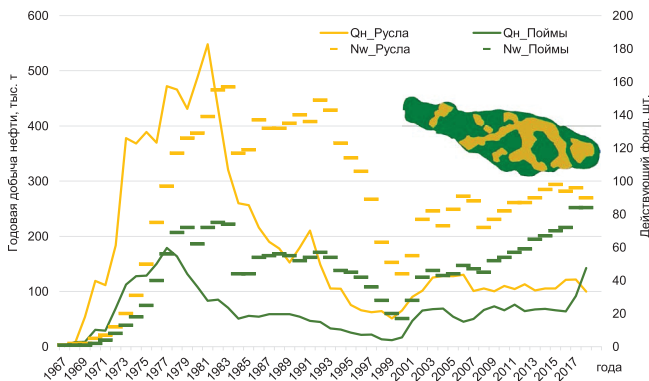


Рисунок 6. Динамика добычи нефти для различных условий осадконакопления

График зависимости КИН от поровых объемов закачки по 10 горизонту для групп коллекторов (низкие/высокие ФЕС) указывает на различные характеристики вытеснения и показывает разные промы-

тые поровые объемы на текущей стадии разработки, что обусловлено различиями в ФЕС, геологическом строении, а также разным охватом данных зон разработкой (рис. 7) [1].

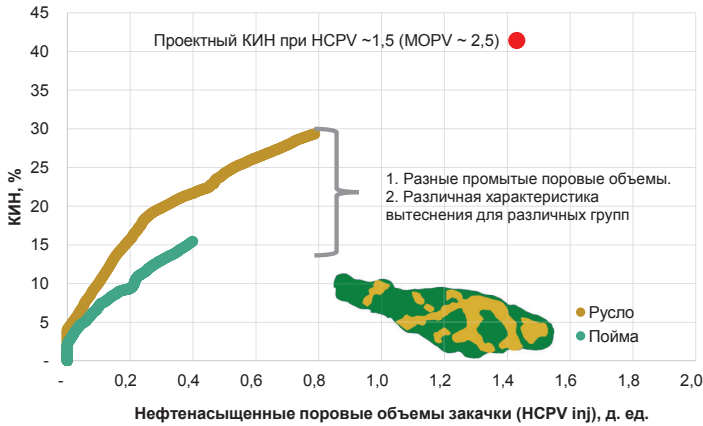


Рисунок 7. Зависимость КИН от поровых объемов закачки по горизонту Ю-10

Оценка коэффициента извлечения нефти и выработки

На текущий момент в действующем проектном документе утвержден единый КИН для всего 10 объекта разработки, без разделения на зоны улучшенных и ухудшенных ФЕС, соответствующих различным геологическим условиям осадконакопления: 0,414 д. ед.

Выполнена оценка КИН статистическими методами для различных условий осадконакопления на основе 10 статистических методик (Абасов М.Т. (1975 г.), [2]; Арпс Я.Д. (1945 г.), [3]; Бочаров Т. Ю. (1973

г.), [4]; Гомзиков В. К. осн. (1978 г.); Гомзиков В. К. доп. (1978 г.), [5]; Гутри Р.К., Гринбергер М.Х. (1955 г.), [6]; Гомбош З., Сзанхо И., Волл У., [7]; Давыдов А.В., [8]; Кочетов М. Н., Гомзиков В. К. (1968 г.), [9]; покоэффициентная методика [10]), а также по месторождениям-аналогам США и Великобритании (SPE 134450) [11]. КИН составил: русла – 0,446 д. ед.; поймы – 0,357 д. ед. Результаты оценки представлены в табл. 1.

Стоит отметить, что в целом по объекту расчетный КИН на основе статистических методов составляет 0,412 д. ед., что соответствует утвержденному КИН – 0,414 д. ед.

Таблица 1. Методики оценки КИН

№	Наименование методики расчета КИН	Русла	Поймы	В целом по объекту
1	Абасов М. Т. (1975 г.)	0,541	0,416	0,490
2	Арпс Я.Д. (1945 г.)	0,387	0,366	0,379
3	Богаров Т.Ю. (1973 г.)	0,444	0,363	0,410
4	Гомзиков В.К. осн. (1978 г.)	0,489	0,322	0,414
5	Гомзиков В. К. доп. (1978 г.)	0,523	0,408	0,479
6	Гутри Р.К., Гринбергер М.Х. (1955 г.)	0,352	0,302	0,337
7	Гомбош З., Сзанхо И., Волл У.	0,368	0,324	0,354
8	Давыдов А.В.	0,488	0,292	0,409
9	Кочетов М.Н., Гомзиков В.К.,(1976 г.)	0,380	0,380	0,380
10	Покоэффициентная методика	0,486	0,392	0,464
Средний КИН по 10 методикам		0,446	0,357	0,412
SPE 134450 (UK and USA Fields)		0,450	0,370	0,417
Утвержденный КИН		-	-	0,414

Анализ выработки запасов и оценка потенциала по выделенным условиям осадконакопления. Выполнены анализ выработки и прогноз извлекаемых запасов на основе построения характеристик вытеснения по различным условиям осадконакопления и дифференцированного КИН для различных групп коллекторов.

Проведенный анализ указывает на различную степень выработки для разных зон и позволяет выделить зоны с наибольшим потенциалом для вовлечения недренируемых запасов (рис. 8). Потенциал для вовлечения в руслах – ~2,7 млн т; в поймах – ~2,5 млн т.

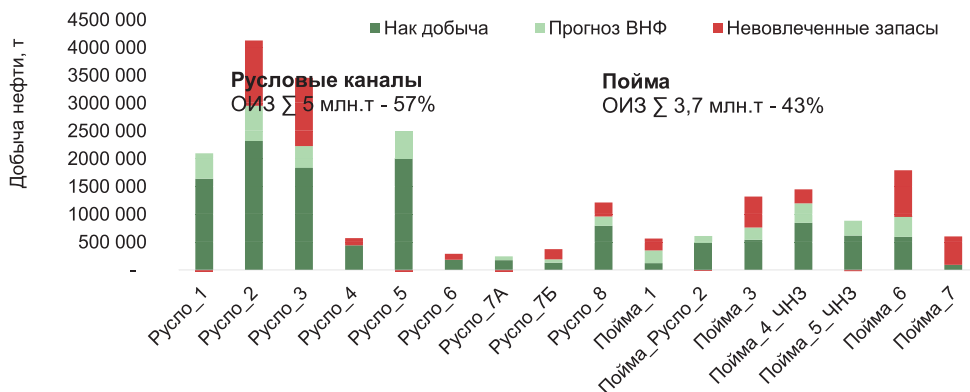


Рисунок 8. Оценка ОИЗ, вовлеченных и не вовлеченных в разработку

Результаты применения выполненных работ

Выполненный комплекс работ позволяет оперативно формировать программу геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ) с учетом геологических особенностей месторождения, текущей выработки и вовлечения ОИЗ в разработку текущей системой в соответствии с геологическими обстановками осадконакопления.

Выявлено, что текущей системой разработки не вовлечено около 60% от ОИЗ (8,7 млн т нефти), из них значительная часть сосредоточена в русловых каналах № 2, 3,

и пойменных областях № 1, 3, 4, 6, 7. На первом этапе предусмотрено 10 ГТМ (согласовано 9 ГТМ) в зонах с максимальными не вовлеченными запасами – в поймы № 3 и 6, в русло № 3 – с целью подтверждения представленного потенциала и эффективности проделанной работы с последующим тиражированием по другим горизонтам м. Жетыбай (рис. 9). По результатам 4 мес. 2020 г. выполнен подбор и согласование со специалистами АО «Мангистаумунайгаз», ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ) и филиала КМГИ «КазНИПИМунайгаз» первоочередных кандидатов на выполнение ГТМ с учетом выработки для различных групп коллекторов.

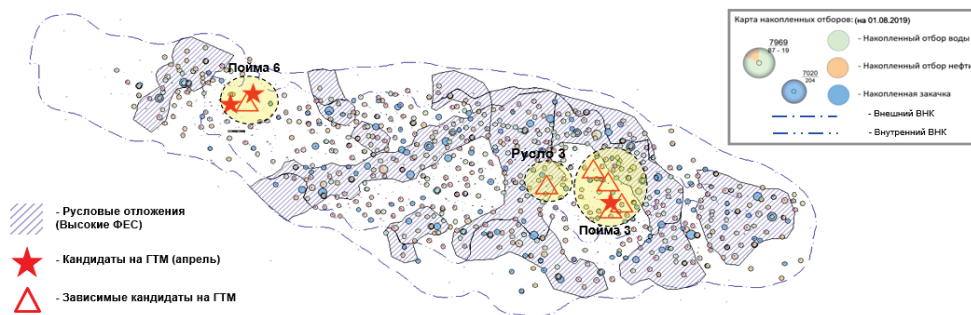


Рисунок 9. Карта геологических условий осадконакопления и рекомендованных ГТМ по горизонту Ю-10

Таблица 2. Адресная программа ГТМ

№	Скв.	План			ГТМ	Дата проведения ГТМ	Средний прирост дебита нефти после ГТМ, т/сут			Отр. дни, сут	Доп. добыча, тыс. т	Примечание
		Ож, м ³ /сут	Обв., %	Он, т/сут			Ож, м ³ /сут	Обв., %	Он, т/сут			
1	JET_4036	30	64	10,9	ПВЛГ с ГРП	26.04.2020	26	47	13,7	121	1 658	
2	JET_2981	30	64	10,9	ПВЛГ с ГРП	02.05.2020	23	96	0,9	89	80	Снижение эффекта, рост обв.
3	JET_4033	18	56	8	ПВЛГ с ГРП	06.05.2020	28	46	15,2	118	1 794	
4	JET_0431	22	65	7,6	ПВЛГ	30.09.2020	45	43	25,6	8	205	
5	JET_4891	16	50	8	ПВЛГ с ГРП	23.09.2020						В освоении после ГРП
6	JET_0245	30	64	10,9	ПВЛГ с ГРП							
7	JET_0472	22	65	7,6	ПВЛГ с ГРП							
8	JET_4961	18	56	8	ПВЛГ с ГРП							
9	JET_3361	20	60	8	РИР с ГРП							
ВСЕГО		206		80			122		55		736	

*ПВЛГ – перевод на вышележащий горизонт

По состоянию на 01.10.2020 г. недропользователем выполнены рекомендации по 5 скважинам: № 4036, 4033, 4891, 431 и 2981. Скважина №4891 находится на освоении после ГРП.

Пример работы скважин с выполненными ГТМ

Скважина № 4036 была переведена на вышележащий горизонт Ю-10 с целью доизучения и оценки потенциала неохваченных разработкой зон с низкими ФЕС (пойменные отложения), с последующим проведением ГРП.

После выполненного перевода на вышележащий горизонт (далее – ПВЛГ)

и ГРП на рекомендованных интервалах пласта на скважине был получен фонтанный приток нефти с водой (обводненность ≈10%). По состоянию на 01.09.2020 г. скважина работает со следующими показателями (рис. 11):

- дебит нефти – 13,4 т/сут;
- дебит жидкости – 25 т/сут;
- обводненность – 36%;

накопленная дополнительная добыча – 2096 т.

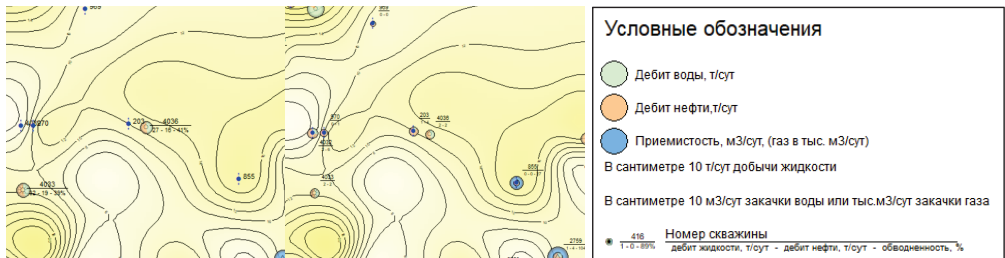


Рисунок 10. Обзор района скважины № 4036. Карта общих толщин с текущими (слева) и накопленных (справа) отборами

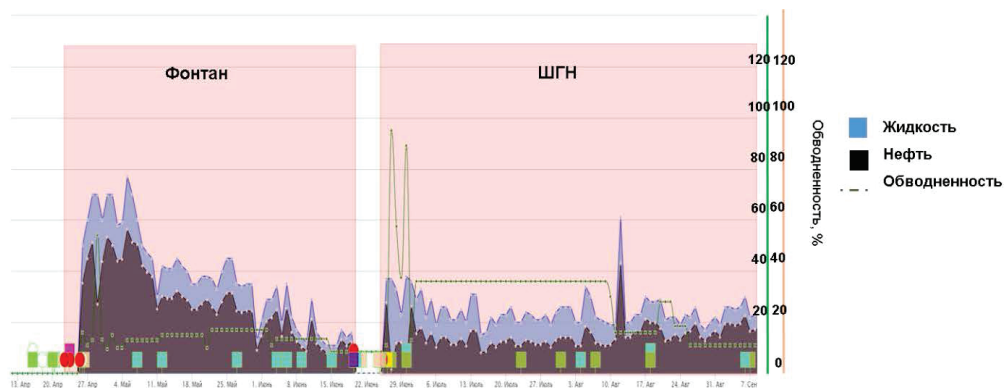


Рисунок 11. Динамика добычи скважины № 4036

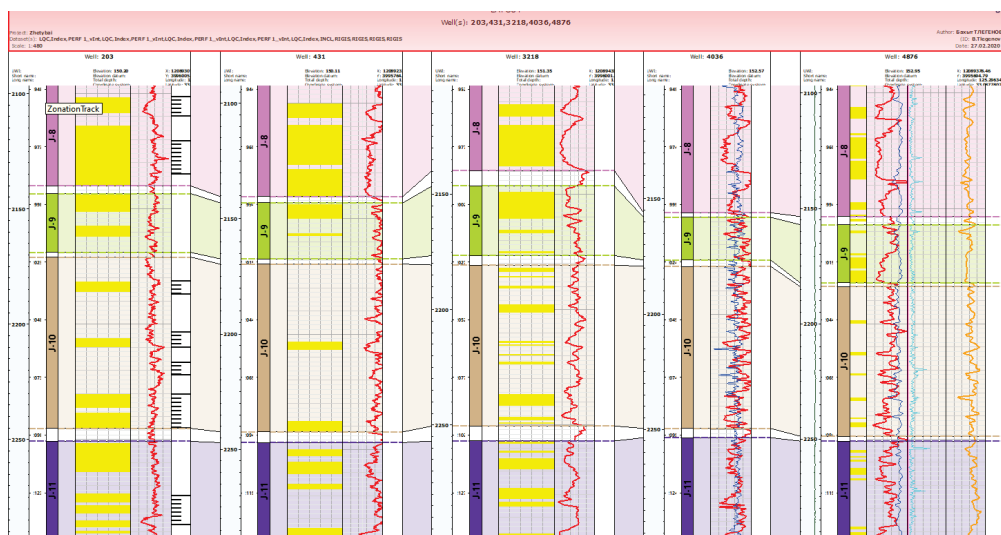


Рисунок 12. Геологический разрез по линии скважин № 203, 431, 3218, 4036, 4876

Скважина № 4033 была переведена на вышележащий горизонт Ю-10 с целью доизучения пойменной зоны с низкими ФЕС (в разрезе только пойменные отложения), с последующим проведением ГРП. Скважина была зависимая от результатов ПВЛГ и ГРП скважины № 4036.

После выполненного ПВЛГ и ГРП на рекомендованных интервалах пласта на скважине был получен фонтанный приток

нефти с водой (обводненность $\approx 11\%$). По состоянию на 01.09.2020 г. скважина фонтанирует со следующими показателями (рис. 14):

- дебит нефти – 16,3 т/сут;
 - дебит жидкости – 29 т/сут;
 - обводненность – 33%;
- накопленная дополнительная добыча – 2375 т.

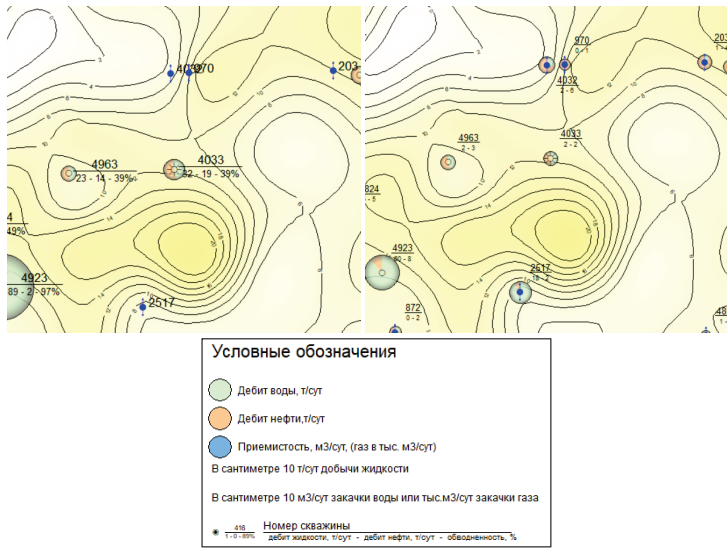


Рисунок 13. Обзор района скважины № 4033. Карта общих толщин с текущими (слева) и накопленными (справа) отборами

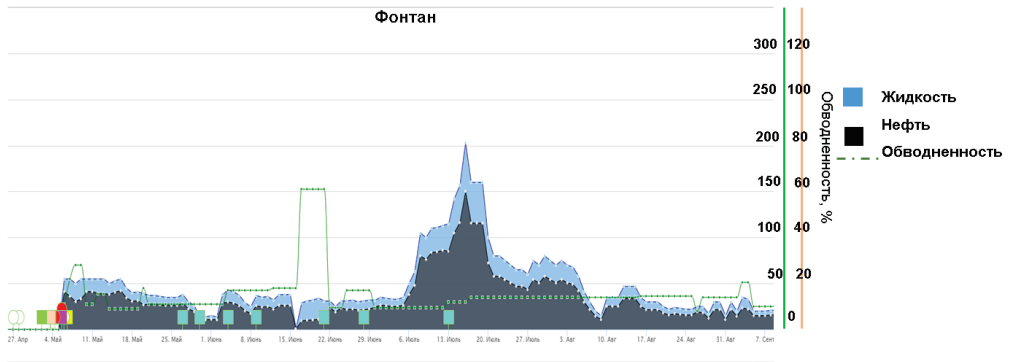


Рисунок 14. Динамика добычи скважины № 4033

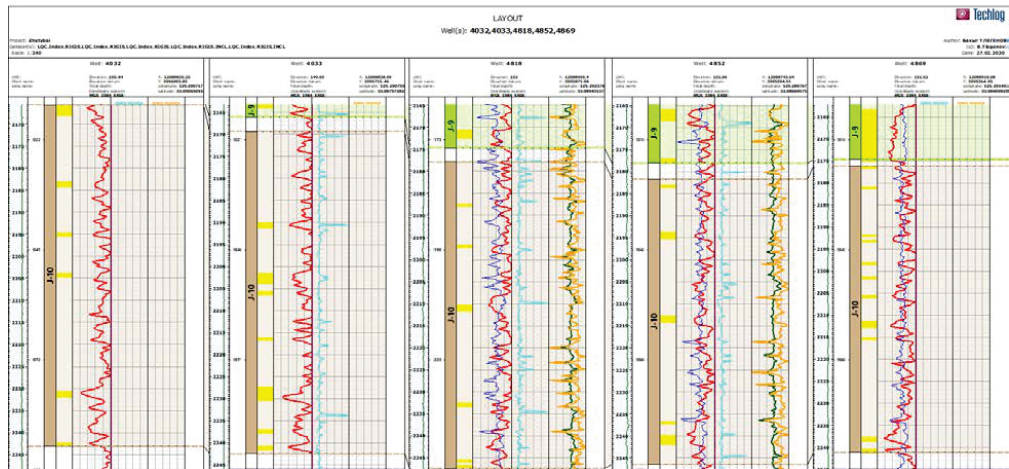


Рисунок 15. Геологический разрез по линии скважин № 4032, 4033, 4818, 4852

Скважина № 2981 была переведена на вышележащий горизонт Ю-10 (ПВЛГ), с целью доизучения пойменной зоны с низкими ФЕС (в разрезе только пойменные отложения), с последующим проведением ГРП.

После выполненного ПВЛГ и ГРП на рекомендованных интервалах пласта на скважине был получен фонтанный приток

нефти с водой (обводненность $\approx 91\%$). По состоянию на 01.09.2020 г. скважина работает со следующими показателями (рис. 17):

- дебит нефти – 0,5 т/сут;
 - дебит жидкости – 30 т/сут;
 - обводненность – 98%;
- накопленная дополнительная добыча – 411 т.

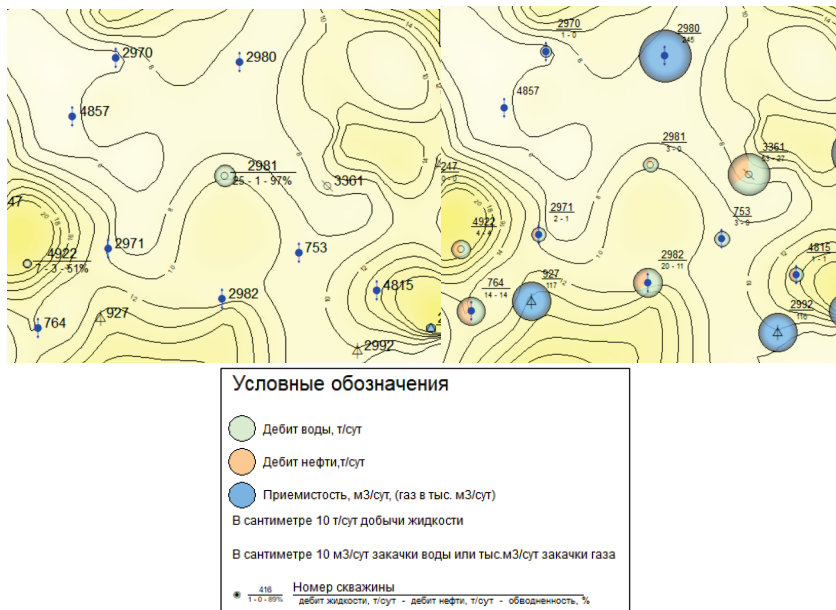


Рисунок 16. Обзор района скважины № 2981. Карта общих толщин с текущими (слева) и накопленными (справа) отборами



Рисунок 17. Динамика добычи скважины № 2981

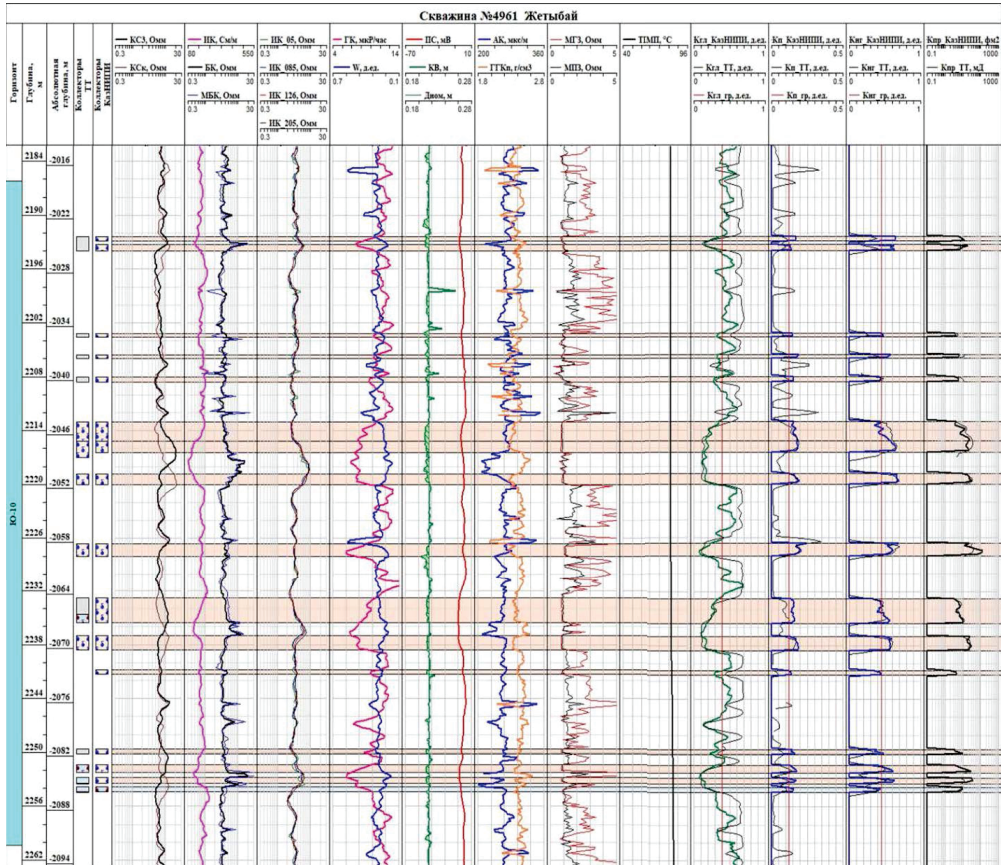


Рисунок 18. Геологический разрез соседней скважин № 4961

Выводы

На основании данных сейсмики ВРС за 2019 г. выполнены атрибутный анализ, сейсмическая интерпретация и увязка по основным отражающим горизонтам. Реализован автоматический алгоритм выделения электрофаций, на основании которого построена фациальная карта обстановок осадконакопления для горизонта Ю-10. Выполненная вероятностная оценка начальных геологических объемов нефти 10 пласта показала значение, близкое к утвержденному в ГКЗ (+5%). На основе выделенных обстановок осадконакопления выполнен анализ данных разработки, который указывает на различную динамику выработки по фациям. Оценка КИН, выполненная на основе различных статистических методов (более 10 методик), показывает, что расчетный КИН 0,412 д. ед. на основе статистических методов соответствует утвержденному КИН 0,414 д. ед. Прогноз, выполненный на основе характе-

ристик вытеснения с учетом фациальных зон, показывает, что при текущей схеме разработки проектный КИН 0,414 д. ед. не достигается. Анализ выработки выявил, что ОИЗ составляют 8,7 млн т, из них 56% не вовлечены в разработку. Наибольший потенциал увеличения добычи нефти связан с вовлечением пойменных областей, характеризующихся высокой анизотропией и низкими ФЕС. На основе детального анализа геологии и разработки определены перспективные районы с не вовлечёнными в разработку запасами нефти. Рекомендованы геолого-технические мероприятия, по результатам которых приток нефти, полученный после ПВЛГ с ГРП на скважинах № 431, 4036, 4033 и 2981, подтверждает наличие потенциала и остаточных запасов нефти в пойменных областях 10 горизонта месторождения Жетыбай, что говорит о необходимости дальнейшего вовлечения в разработку.

Список использованной литературы

1. Д. Уолкотт. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – Москва; 2001, с. 93.
2. Абасов М.Т. Моделирование нефтеотдачи пластов для оценки извлекаемых запасов. – Изв. АН Азерб. ССР, Серия наук о Земле, 1975, №1, с.5–14.
3. Arps, J.J. – Analysis of Decline Curves. AIME, 1945, 160. p.228–247.
4. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Миннефтепром. М., 1987.
5. Гомзиков В.К. Оценка конечной нефтеотдачи залежей Азербайджана. – Нефтегазовая геология и геофизика 1978. №1–2.
6. Guthrie R., Greenberger M. The Use of Multiple-correlation Analyses for Interpreting Petroleum-engineering Data. – Environmental Science, Drilling and Production Practice, 1955, Corpus ID: 56489176.
7. Benkő Z., Gombos Z., Szántho I., Voll L. Венгерский журнал горного дела и металлургии, Нефть и газ. https://mandadb.hu/common/file-servlet/document/238742/default/doc_url/bkllkoolajfoldg_1985_10sz.pdf.
8. Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М., Недра, 1994, 308 с.
9. Кочетов М.Н., Гомзиков В.К. Методика определения нижнего предела проницаемости промышленно-продуктивных коллекторов по геолого-промысловым данным. – Тр. ВНИИ, 1968, Вып. LIV, с. 18–23.
10. Кончиц А.В. Оценка технологической величины коэффициента извлечения нефти месторождений нераспределенного фонда недр при переходе на новую классификацию запасов углеводородного сырья. – Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2011, т. 6, №4. http://www.ngtp.ru/rub/3/38_2011.pdf.
11. Wiskens L.M., Kelly R. Rapid Assessment of Potential Recovery Factor: A New Correlation Demonstrated on UK and USA Fields. – SPE134450.

ЖЕТІБАЙ КЕН ОРНЫНДА ДРЕНАЖДАЛМАҒАН МҰНАЙ ҚОРЛАРЫН ИГЕРУГЕ ТАРТУ

**Б.Б. Тлегенов, В.В. Шишкин, Б.Т. Туртаев, А.К. Ожикен,
Е.И. Кубекбаев, А.Б. Бакиева, С.О. Чернов, Д.С. Мачехин**

Мақалада шөгінді жиналуының геологиялық жағдайларын егжей-тегжейлі зерттеу жұмыстарының нәтижелері келтірілген, оның барысында қолданыстағы игеру жүйесімен қамтылмаған Ю-10 горизонтының қалдық қорлары анықталған.

Ұсынылып отырған жұмыс 2020 жылдың бірінші тоқсанында «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС және DeGolyer and MacNaughton мамандарымен бірлесіп Жетібай кен орнының 10 горизонтын игеру жүйесін жетілдіру және мұнайдың алынатын қалдық қорларын оқшаулауды зерттеу шеңберінде орындалды.

Түйін сөздер: тартылмаған қорлар, қорларды оқшаулау, геологиялық-техникалық іс-шаралардың тиімділігі, мұнай өндіруді ұлғайту әлеуеті.

DEVELOPMENT OF NONDRAINED OIL RESERVES AT THE ZHETYBAY FIELD

**B.B. Tlegenov, V.V. Shishkin, B.T. Turtaev, A.K. Ozhiken,
E.I. Kubekbaev, A.B. Bakieva, S.O. Chernov, D.S. Machekhin**

The article presents the results of a detailed study of the geological conditions of sedimentation that revealed significant residual reserves of the Yu-10 horizon, which had not been covered by the existing development system.

The presented work was carried out in the first quarter of 2020 jointly by specialists of KMG Engineering LLP and DeGolyer and MacNaughton during the study dedicated to localization of residual recoverable oil reserves and improvement of the development system of horizon 10 of the Zhetymbay field.

Key words: untapped reserves, localization of reserves, efficiency of geological and technical measures, potential for increasing oil production.

Информация об авторах

Тлегенов Бахыт Букенович – ведущий инженер службы по геологии и разработке, *b.tlegenov@niikmg.kz.*

Шишкин Владимир Владимирович – эксперт департамента нефтяного инжиниринга, *v.shishkin@niikmg.kz.*

Туртаев Болат Талгасулы – старший инженер службы по геологии и разработке, *b.turtayev@niikmg.kz.*

Ожикен Айбек Касымбекулы – старший инженер службы по моделированию, *a.ozhiken@niikmg.kz.*

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Кубекбаев Ерлан Избергенович – ведущий инженер службы разработки месторождений ММГ, *kubekbayev_y@kaznipi.kz.*

Бакиева Алия Булатовна – ведущий инженер службы разработки месторождений ММГ, *bakiyeva_a@kaznipi.kz.*

филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» КазНИПИМунайгаз, г. Актау, Казахстан

Чернов Станислав Олегович – технический консультант по разработке месторождений, *schernov@demac.com.*

Мачехин Дмитрий Сергеевич – технический консультант по разработке месторождений, *dmachekhin@demac.com.*

DeGolyer and MacNaughton, г. Нур-Султан, Казахстан