

УДК 622.276.342

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН В РУСЛОВЫХ ПЕСЧАНИКАХ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

А.В. Свешников, А.К. Касенов, А.Т. Жолдыбаева, А.Е. Ибраев

Нефтяные месторождения Казахстана в большинстве своем находятся на поздней стадии разработки. Несмотря на это, на месторождениях продолжается эксплуатационное бурение новых скважин (ежегодно ~500 скважин в АО «НК «КазМунайГаз»), которое формирует определенную плотность сетки скважин на месторождениях.

Настоящая статья посвящена влиянию плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) в русловых песчаниках. Проблема влияния плотности сетки скважин (далее – ПСС) на КИН является одной из часто изучаемых и дискутируемых при прогнозировании уровней добычи нефти. В ходе изучения существующих научных работ по данной теме приходит понимание, что универсальной зависимости КИН – ПСС нет. На сегодняшний день при проектировании разработки месторождения является актуальным поиск новых подходов к выбору оптимальной плотности сетки скважин с учетом всех аспектов геологического строения на основе гидродинамического моделирования (далее – ГДМ). В данной статье на примере секторной модели 13 горизонта месторождения Узень приводится обоснование оптимальной ПСС для русловых песчаников в 2 этапа.

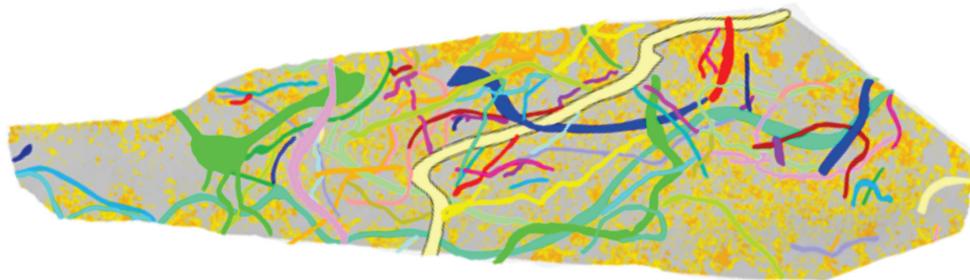
В результате моделирования проведен анализ текущего состояния разработки, выделены участки с высокими значениями ПСС, определен и рекомендован к отключению список из высокообводненных (нерентабельных) скважин. По итогам анализа было выявлено, что при разрежении сетки скважин путем отключения высокообводненных скважин возможно сохранить базовый уровень добычи нефти при оптимизации отборов жидкости на оставшемся фонде.

Ключевые слова: плотность сетки скважин, гидродинамическая модель, русловые песчаники, коэффициент извлечения нефти.

Концептуальная схема условий осадконакоплений 13 горизонта месторождения Узень

Обоснование влияния ПСС в русловых песчаниках месторождения Узень было выполнено с использованием геологической модели 13 горизонта, построенной геологами ТОО «КМГ Инжиниринг» совместно со специалистами компании

DeGolyer & MacNaughton. Продуктивный коллектор представлен сложной системой русловых и пойменных песчаников. В общей сложности по результатам исследований 13 и 14 горизонта месторождения Узень выделено 77 палеорусел (рис. 1).



**Рисунок 1. Концептуальная схема условий осадконакоплений 13-14 горизонта
месторождения Узень**

В табл. 1 приведены характеристики по выделенным участкам 13 горизонта месторождения Узень.

Таблица 1. Характеристики выделенных участков

Участок	Текущий КИН, д. ед.	Выработка запасов, %	Текущая ПСС, га/скв
№ 1–1	0,23	49	18
№ 1–2	0,34	71	10
№ 1–3	0,49	103	16
№ 1–4	0,49	102	7
№ 1–5	0,36	76	15
№ 1–6	0,46	98	11
№ 1–7	0,49	101	8
№ 2–1	0,51	108	10
№ 2–10	1,03	217	35
№ 2–2	0,51	107	6
№ 2–3	0,40	85	5
№ 2–4	0,57	121	14
№ 2–5	0,50	106	4
№ 2–6	0,57	120	15
№ 2–7	0,68	144	7
№ 2–8	0,51	107	16
№ 2–9	0,50	105	23
№ 3	0,22	46	14
№ 4	0,67	141	14

Построение секторной 3D гидродинамической модели руслового песчаника 13 горизонта месторождения Узень

В связи с большой площадью месторождения Узень и трудоемким процессом было построено 2 сектора 3D ГДМ для участков №1–4 и №1–7 (рис. 4)

Секторные гидродинамические модели представляют из себя трехмерные модели черной нелетучей нефти (Black oil model, Eclipse 100). Краткое описание моделей представлено в табл. 2.

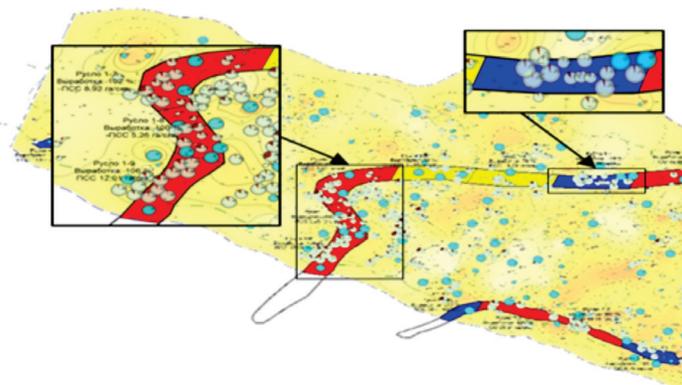


Рисунок 4. Пример выделения русловых участков с расчетными характеристиками на 13 горизонте месторождения Узень

Наименование	Параметры ГДМ	
	Участок № 1–4	Участок № 1–7
Размер	88 x 56 x 65	64 x 99 x 271
ИТОГО ячеек	320 320	1 717 056
Активных ячеек	92 010	211 931
Размер ячеек	25 x 25 x 1	50 x 50 x 0.5
Тип модели	Black oil	Black oil

Начальное пластовое давление – 103 атм. Вязкость нефти в пластовых условиях – 4 сПз, плотность в поверхностных условиях – 854 кг/м³. Газовый фактор – 40 м³/м³.

Сектор участка № 1–4 включает в себя русловый канал с шириной 500 м, протяженностью 2200 м. Средняя глубина залегания пласта 1018 м. Пористость составляет 26%, проницаемость 1000 мД. Начальные геологические запасы нефти в русловой зоне – 5205 тыс. т. Начальная нефтенасыщенность коллектора – 0,75 д. ед.

Сектор участка № 1–7 включает в себя русловый канал, средняя ширина которого составляет 700 м, протяженностью 4200 м. Средняя глубина залегания пласта – 1058 м. Пористость составляет 24%, проницаемость – 460 мД. Начальные геологические запасы нефти в русловой зоне – 11998 тыс. т. Начальная нефтенасыщенность коллектора – 0,62 д. ед.

На рис. 5 представлены карты проницаемости, по которым можно

проследить русло по центру секторных моделей участков № 1–4 и № 1–7.

Обоснование оптимальной ПСС разделено на 2 этапа.

На 1 этапе с целью определения оптимальной ПСС было реализовано 4 варианта разбуривания русловой зоны участка № 1–4 различным числом добывающих и нагнетательных скважин. Расчет начинается с начального состояния участка. Рассматривается пятиточечная система разработки с различной ПСС, которая определялась, исходя из расстояния между скважинами.

На 2 этапе проведена детальная адаптация по фонду скважин на выбранных участках за последние 5 лет, по состоянию на 01.02.2020 г., и определен список высокообводненных (нерентабельных) скважин для отключения с учетом этапа 1. Далее проведены расчёты прогнозных вариантов с учетом отключения высокообводненных скважин и базовый вариант без их отключения.

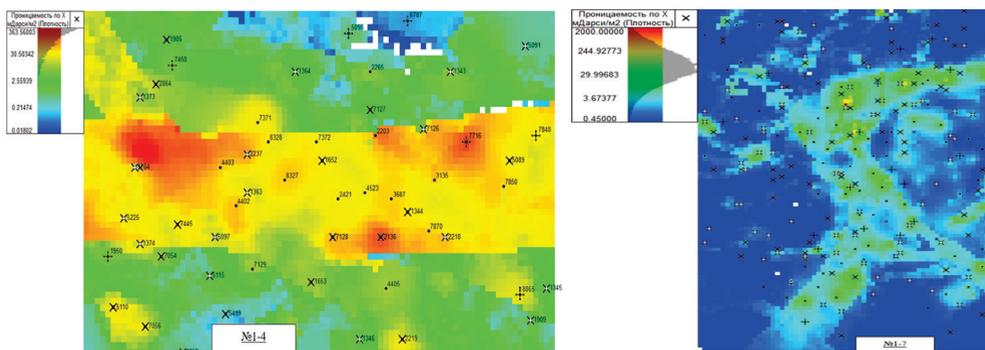


Рисунок 5. Карта проницаемости участков № 1–4 и № 1–7

Этап 1. Обоснование оптимальной ПСС по результатам моделирования

Выполнено моделирование участка № 1–4 с начальными условиями и различными вариантами разработки с расстоянием добывающих скважин в 500, 400, 300, 200 м представлено на рис. 6. При этом имеется 2 варианта с межскважинным расстоянием

в 200 м. В одном из вариантов нагнетательные скважины расположены ровно по центру русла по аналогии с другими вариантами, во втором варианте – нагнетательные скважины расположены в 2 ряда по центру серединной части русла.

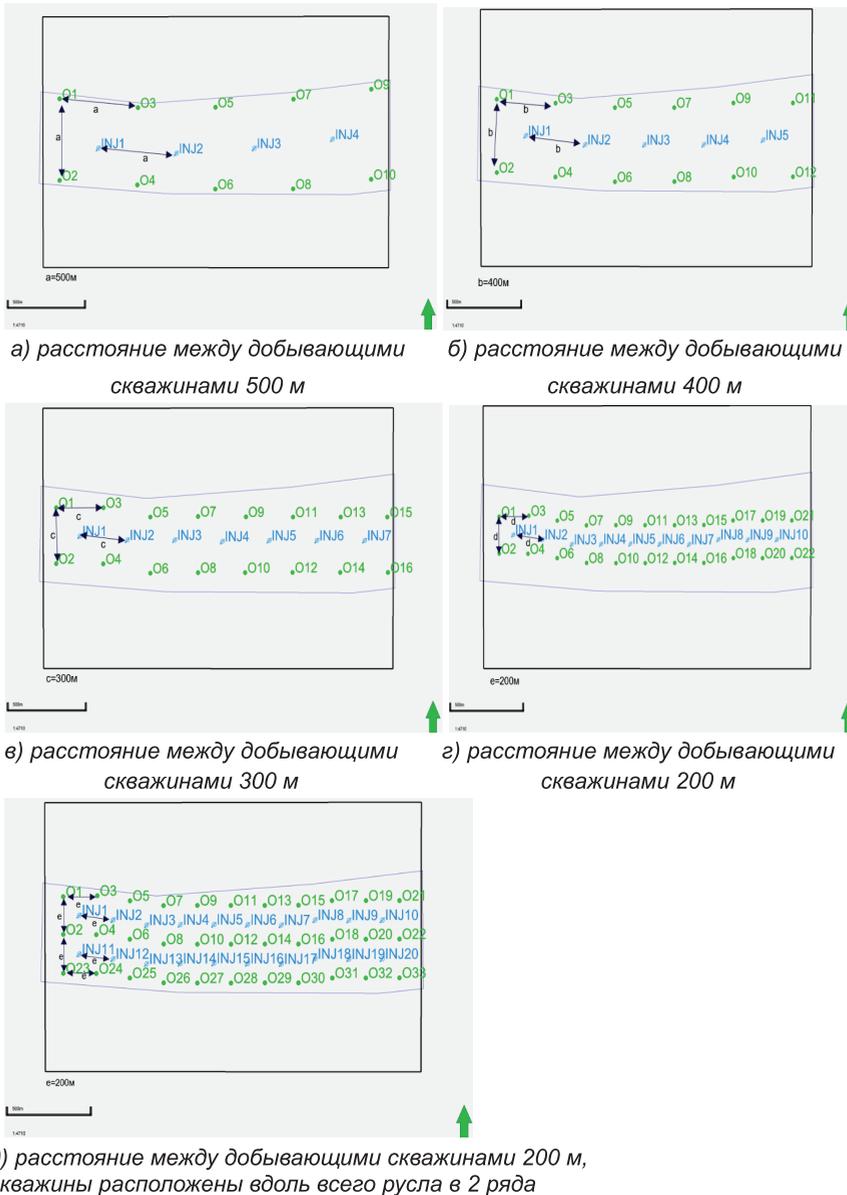


Рисунок 6. Размещение скважин по вариантам

Для всех вариантов задавались одинаковые технологические ограничения: контроль добычи и закачки по забойному давлению, условие 100% компенсации отборов жидкости закачкой воды, расчет каждого варианта продолжался до достижения предельной обводненности 95% или минимального дебита нефти 0,3 т/сут.

В качестве основных анализируемых технологических параметров рассматривались значения КИН (при 95% обводненности), время разработки (достижения предельной обводненности).

Результаты расчетов по вариантам представлены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты расчетов по вариантам

Межскважинное расстояние, м	Накопленная добыча нефти, т	Предельная обводненность, %	КИН, д.ед.	Время разработки, лет
200	2 816 021	95	0,51	18
300	2 920 548	95	0,53	16
400	3 026 817	95	0,55	19
500	3 175 137	95	0,58	30
200_2	2 824 218	95	0,52	16

В ходе расчетов установлено, что более редкая сетка скважин имеет преимущества по сравнению с более плотной. Так, накопленная добыча нефти по элементу с ПСС 25 га/скв за расчетный период состав

вила 3 175 тыс. т, когда при ПСС, равной 2 га/скв, накопленная добыча нефти составила 2 816 тыс. т. Показатели разработки по вариантам приведены на рис. 7–9.

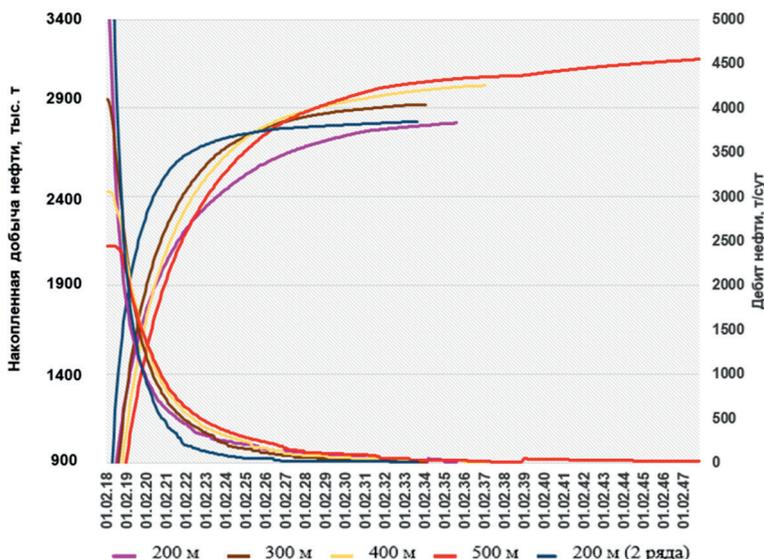


Рисунок 7. Динамика добычи нефти по вариантам разработки русла

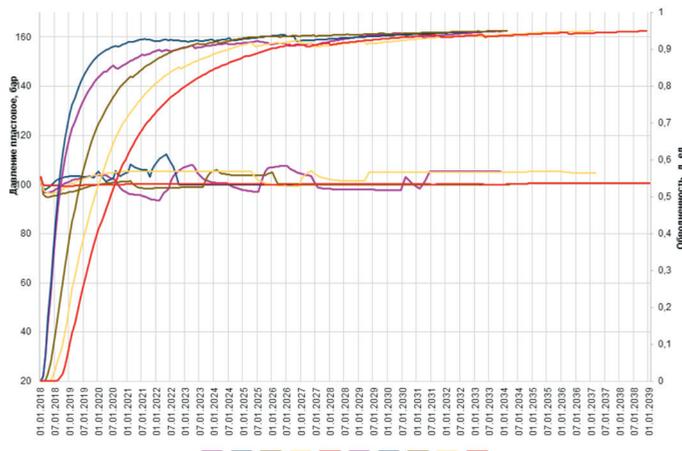


Рисунок 8. Динамика пластового давления и обводненности продукции добычи нефти по вариантам разработки русла

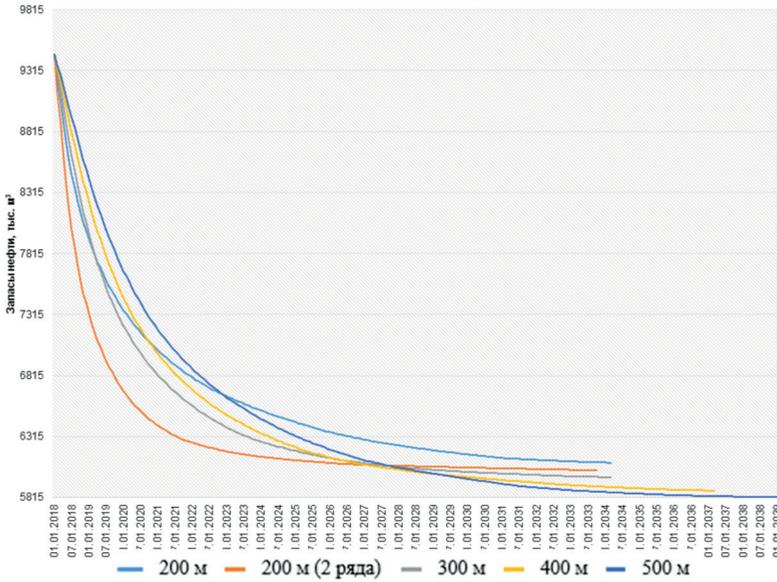


Рисунок 9. Динамика запасов нефти по вариантам разработки русла

Для объяснения данной зависимости обратим внимание на формулу А.П. Крылова [1], где КИН равняется произведению коэффициента охвата вытеснением на коэффициент охвата заводнения и на коэффициент вытеснения:

$$(1) \text{ КИН} = K_{\text{ОХВ_ВЫТ}} \times K_{\text{ЗАВ}} \times K_{\text{ВЫТ}}$$

где $K_{\text{ОХВ_ВЫТ}}$ – коэффициент охвата вытеснением, $K_{\text{ЗАВ}}$ – коэффициент заводнения, $K_{\text{ВЫТ}}$ – коэффициент вытеснения.

Коэффициент извлечения нефти определяется из модели, коэффициент вытеснения ($K_{\text{ВЫТ}}$) определяется экспери-

ментально на образцах керна, коэффициент заводнения и коэффициент охвата вытеснением определяются косвенными методами.

Для оценки текущего коэффициента заводнения методом «обратного расчета», путем построения карт в симуляторе tNavigator определены доли участия коэффициента заводнения и коэффициента охвата. Коэффициент заводнения может быть определен как отношение объема промытой части пласта, охваченного процессом вытеснения на момент окончания разработки, к объему, занятому подвижной нефтью [2]:

$$K_{\text{ЗАВ}} = \frac{\text{ПЗН}_{\text{нач}} - \text{ПЗН}_{\text{тек}}}{\text{ПЗН}_{\text{нач}}}$$

Коэффициент заводнения был рассчитан обратным путем для обоснования полученных показателей коэффициента извлечения нефти.

Для вычисления коэффициента охвата вытеснением методика «обратного счета» неприменима. Показатели коэффициента заводнения по вариантам представлены на рис. 10.

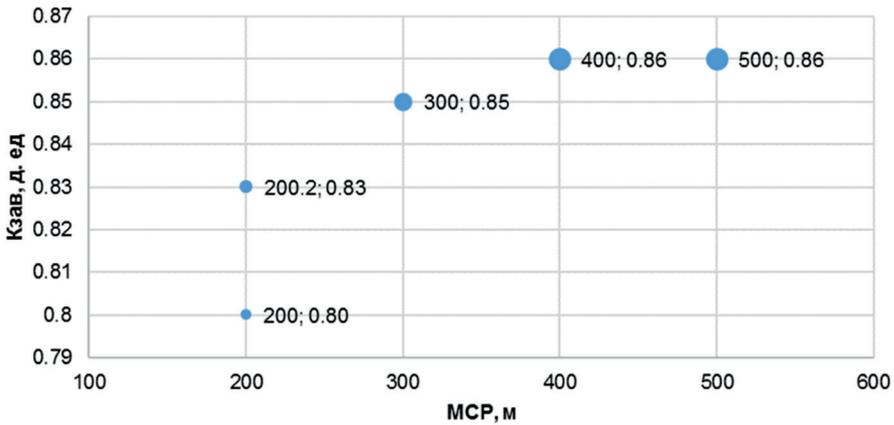


Рисунок 10. Зависимость коэффициента заводнения от расстояния между добывающими скважинами и нагнетательными скважинами

Коэффициент заводнения учитывает технико-экономические ограничения на добычу подвижных дренируемых запасов: отключение скважин при достижении предельно допустимых значений обводненности, газового фактора или минимального дебита скважин по нефти. Он зависит от неоднородности пласта и его проницае-

мости, от относительной вязкости нефти и других параметров. Влияние проницаемости учитывает изменения средней проводимости коллектора между добывающими и нагнетательными скважинами. В этой связи рекомендуется разряжение ПСС на анализируемом участке.

Этап 2. Адаптация секторов на историю добычи по русловым участкам.

Общий фонд скважин участка № 1–4 составляет 57 ед. Накопленная добыча нефти по сектору на 01.02.2020 г. составляет 3233 тыс. т нефти, из которых 2548 тыс. т нефти приходится на скважины в русловой зоне.

Общий фонд скважин участка № 1–7 составляет 221 ед. Накопленная добыча нефти по сектору на 01.02.2020 г. составляет 9781 тыс. т нефти, из которых 5827 тыс. т нефти приходится на скважины в русловой зоне.

Контрольным параметром расчетов для обоих участков является дебит жидкости. Отклонение расчетной накопленной добычи нефти от исторической в обоих руслах с начала разработки по 2020 г. составляет около 1%. Качество адаптации представлено на рис. 11–14.

Действующий фонд скважин в русловой зоне участка № 1–4 по состоянию на 01.02.2020 г. составляет 14 ед., а по участку № 1–7 – 41 ед.

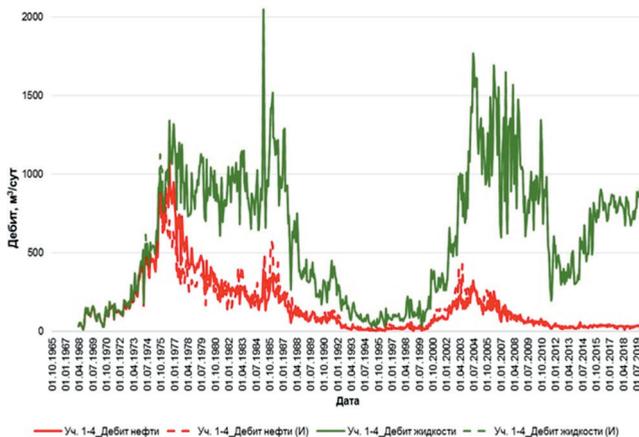


Рисунок 11. Адаптация дебита нефти и жидкости участка №1–4

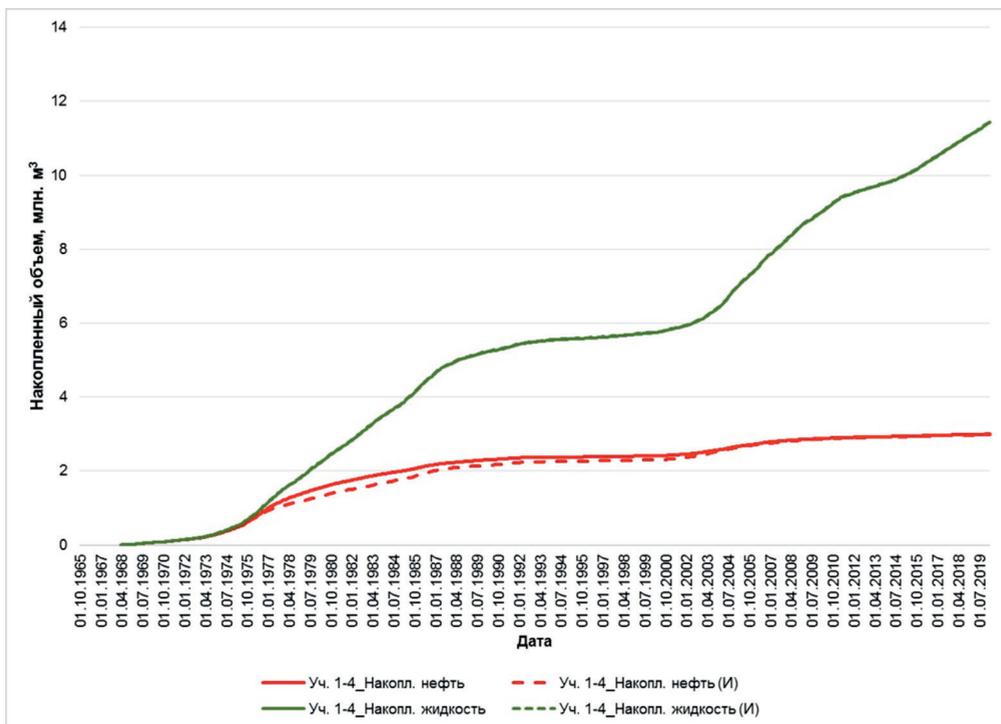


Рисунок 12. Адаптация накопленной добычи нефти и жидкости участка №1–4

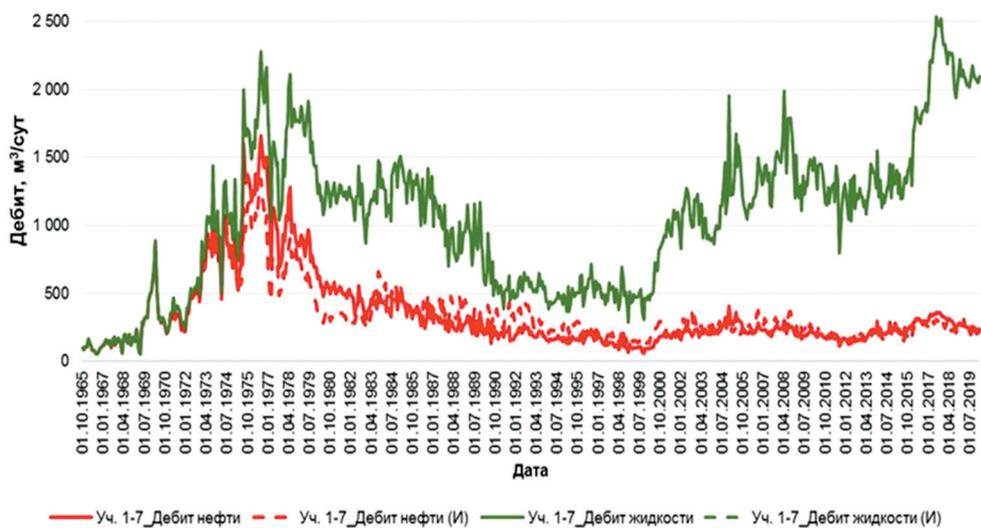


Рисунок 13. Адаптация дебита нефти и жидкости участка №1–7

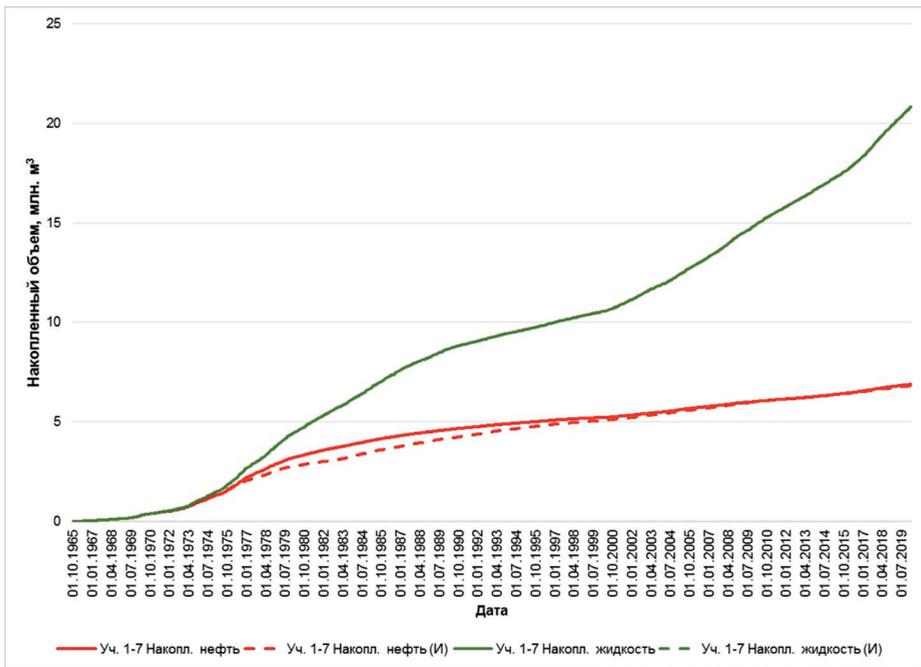


Рисунок 14. Адаптация накопленной добычи нефти и жидкости участка №1–7

Прогнозные показатели по участкам

Расчет прогнозных показателей произведен на 5 лет. Рассчитано по 2 вариантам по каждому участку: базовый с текущим состоянием разработки и фондом скважин по состоянию на 01.01.2020 г. и вариант с отключением ряда высокообводненных (нерентабельных скважин) с оптимизацией оставшегося фонда. Предлагаемые к отключению 8 скважин по участку № 1–4 и

10 скважин по участку № 1–7 представлены на рис. 14

При базовом варианте контроль осуществлялся по данным забойного давления на начало прогноза. При втором варианте скважины запускались на минимально допустимых забойных давлениях.

Расчетные показатели русловых зон по участкам приведены в табл. 4.

Таблица 4. Расчетные показатели по вариантам для участков № 1–4 и № 1–7

Участок	Фонд скважин			Добыча нефти, тыс. т			Добыча жидкости, тыс. м³			ПСС, га/скв		
	База	В-1	±	База	В-1	±	База	В-1	±	База	В-1	±
№ 1–4	14	6	-8	28	21	-8	155	68	-87	7,1	16,5	9,4
№ 1–7	41	31	-10	253	304	51	352	387	35	8,2	10,8	2,6

На участке № 1–4 в русловой зоне расположено 12 добывающих скважин и 2 нагнетательные скважины. Текущая ПСС – 7 га/скв. К остановке предлагается 6 скважин с суммарным дебитом нефти 8 т/сут, а также 2 нагнетательные скважины. Остальные скважины выводятся на потенциальный режим работы. ПСС после отключений скважин составит 16,5 га/скв.

На участке № 1–7 в русловой зоне расположено 34 добывающие скважины

(из них 2 скважины оборудованы электроцентробежными насосами) и 7 нагнетательных скважин. Текущая ПСС – 8,2 га/скв. К остановке предлагается 10 скважин. Остальные скважины выводятся на потенциальный режим работы. ПСС после отключений скважин составит 10,8 га/скв.

Как мы видим из табл. 3, после разрежения ПСС не наблюдается значительных потерь нефти.

Анализ полученных результатов и выводы

В русловых песчаниках зависимость КИН не соответствует традиционным представлениям, согласно которым увеличение ПСС (уменьшение межскважинного расстояния) приводит к увеличению конечного КИН. На высокопроницаемых коллекторах руслового типа наблюдается обратная зависимость – увеличение ПСС уменьшает конечный КИН по объекту разработки в связи с ранним прорывом попутно добываемой воды.

Важным фактором в выборе оптимальной ПСС является время выработки запасов, т.е. достижение предельной обводненности или газового фактора: чем больше число скважин, тем меньшее время разработки требуется.

Для анализируемого участка русла месторождения Узень оптимальной плотностью сетки скважин является 20–25 га/скв.

Согласно прогнозным расчетам на адаптированных секторных моделях участков № 1–4 и № 1–7 рекомендовано сохранить целевой уровень добычи нефти за счет отключения высокообводненных (нерентабельных скважин) путем оптимизации работы оставшегося фонда.

В русловых песчаниках 13 горизонтов месторождения Узень рекомендуется разуплотнение сетки скважин (с 10–16 до 20–25 га) с учетом экономической целесообразности.

Список использованной литературы

1. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. – Изд. Фэн АН РТ, Альметьевск, 2010 г., 325 стр.
2. Кашик А.С., Костюченко С.В. Расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании. – Материалы Межд. Технологического симпозиума «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи», Академия народного хозяйства при Правительстве РФ, М., 2006.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНЫҢ МЫСАЛЫНДА АРНАЛЫҚ ҚҰМТАСТАРДАҒЫ ҰҢҒЫМАЛАР ТОРЫНЫҢ ОҢТАЙЛЫ ТЫҒЫЗДЫҒЫН ТАҢДАУ

А.В. Свешников, А.К. Қасенов, А.Т. Жолдыбаева, А.Е. Ибраев

Қазақстандағы мұнай кен орындарының көпшілігі игерудің соңғы сатысында. Осыған қарамастан, кен орындарында жаңа ұңғымаларды бұрғылау жұмыстары жалғасуда (жыл сайын «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ ~ 500 ұңғыма), ол кен орындарында ұңғымалар торының белгілі бір тығыздығын қалыптастырады.

Осы мақала арналық құмтастардағы мұнай алу коэффициентіне (бұдан әрі-МАК) ұңғымалар торы тығыздығының әсер етуіне арналған. Ұңғымалар торы тығыздығының (бұдан әрі – ҰТТ) мұнай алу коэффициентіне (бұдан әрі – МАК) әсер ету мәселесі мұнай өндіру деңгейін болжау кезінде жиі зерттелетін және талқыланатын мәселелердің бірі болып табылады. Осы тақырып бойынша қолданыстағы ғылыми жұмыстарды зерттеу барысында мұнай алу коэффициентінің ұңғымалар торы тығыздығына әмбебап тәуелділігі жоқ екендігі туралы түсінік пайда болады. Бүгінгі таңда кен орнын игеруді жобалау кезінде гидродинамикалық модельдеу (бұдан әрі – ГДМ) негізінде геологиялық құрылымның барлық аспектілерін ескере отырып, ұңғымалардың орналасуының оңтайлы тығыздығын таңдаудың жаңа тәсілдерін іздеу өзекті болып табылады. Берілген мақалада Өзен кен орны горизонтының 13 секторлық моделі мысал ретінде қолданып 2 кезеңдегі арналық құмтастар үшін ұңғымалар торының оңтайлы тығыздығының негіздемесі келтірілген.

Модельдеу нәтижесінде игерудің ағымдағы жағдайына талдау жүргізілді, ҰТТ жоғары мәні бар учаскелер бөлінді, жоғары суланған (рентабельді емес) ұңғымалардың тізімі анықталды, және олардың жұмысын тоқтату ұсынылды.

Талдау нәтижелері бойынша ұңғымалар торын сирету барысында жоғары суланған ұңғымаларды ажырату арқылы қалған қордағы сұйықтықты іріктеп алуды оңтайландыру кезінде мұнай өндірудің базалық деңгейін сақтап қалуға болатындығы анықталды.

Түйінді сөздер: ұңғымалар торының тығыздығы, гидродинамикалық модель, арналық құмтас, мұнай алу коэффициенті.

OPTIMAL WELL SPACING DENSITY IN CHANNEL SANDSTONES IN THE CASE OF OZEN FIELD

A.V. Sveshnikov, A.K. Kasenov, A.T. Zholdybayeva, A.Ye. Ibrayev

Most of Kazakhstan's oil fields are mature ones. However, wells are still drilled in these fields (annually ~ 500 wells in JSC NC "KazMunayGas"). Well drilling forms a certain well spacing density at the fields.

This article is concerned with the influence of well spacing density on the oil recovery factor in channel sandstones. The problem of how well spacing density (WSD) influences oil recovery factor (ORF) is one of the most studied and debated in forecasting oil production levels. In the course of studying existing scientific works on this topic, we understood that there is no uniform function of well spacing density and oil recovery factor. Today, when developing a field, it is relevant to search for new approaches to choose the optimal WSD taking into account all aspects of the geological structure based on hydrodynamic modeling. This article provides verification for the optimal WSD in channel sandstones choosing as an example sector model of horizon 13 of the Ozen field in two stages.

During modeling we analyzed the current conditions of field development, and identified WSD with high values. Then a list of highly watered (unprofitable) wells was identified and recommended for shutdown. According to simulation, it is possible to maintain the base level of oil production by shutting off high water cut wells thereby decreasing well spacing density and optimizing fluid production on the remaining stock.

Key words: well spacing density, hydrodynamic model, channel sandstones, oil recovery factor.

Информация об авторах

Свешников Андрей Владимирович – эксперт по разработке, a.sveshnikov@niikmg.kz.

Касенов Ажжан Кайнуллаевич – канд. техн. наук, директор департамента гидродинамического моделирования, a.kassenov@niikmg.kz.

Жолдыбаева Асель Талгатовна – бакалавр техн. наук, ведущий инженер департамента гидродинамического моделирования, a.zholdybayeva@niikmg.kz.

Ибраев Актан Ермекович – бакалавр техн. наук, ведущий инженер департамента разработки месторождений, a.ibrayev@niikmg.kz.

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