

УДК 622.222
АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ
РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ

ЖОЛБАСАРОВА А.Т.
АМАНГЕЛДИЕВ Д.Ж.

Каспийский университет технологий и
инжиниринга им. Ш. Есенова, Актау, Казазстан

Аннотация. В данной статье представлены состояние разработки нижних продуктивных горизонтов Узеньского месторождения, интерпретация выводов гидродинамического исследования скважин, которые отличаются особенно высокими значениями скин-фактора и низкими продуктивными возможностями, степень охвата горизонтов выработкой. Для улучшения состояния разработки приведены выводы и рекомендации.

Ключевые слова: разработка, горизонт, исследования, охват пласта, вытеснение, выработка запасов, давление, система разработки, повышение добычи.

Всего на нижних горизонтах в рассматриваемый период было выполнено 41 исследование в 40 скважинах, одна из которых нагнетательная. Методом восстановления уровня исследована 21 скважина, методом установившихся уровней - 17 скважин (18 исследований), скважина 6567 (22 гор. Хумурунский купол) исследована дважды, восстановление давления (с регистрацией КПД) прослеживалось в одной нагнетательной скважине (903 - 19 горизонт Северо-западный купол). Охват эксплуатационного добывающего фонда скважин всеми видами ГДИ в целом остается весьма невысоким, по состоянию на 01.01.09 г изменяется от 17 % (20 гор. Парсумурунский купол) до 43 % (22 гор. Хумурунский купол). В результате интерпретации ГДИ выявлены скважины с неблагоприятным состоянием околоствольных зон пластов. В скважинах Хумурунского купола (5072- 21 гор., 6501, 291, 6566 - 22 гор., 6587- 23 гор.), Северо-Западного (876, 937- 19 гор., 859- 20 гор., 853, 959, 884- 21 гор.) и Парсумурунского (711- 21 гор., 135- 22 гор., 807- 24 гор.) куполов, которые отличаются особенно высокими значениями скин-фактора и низкими продуктивными возможностями, обусловленными значительным загрязнением призабойной зоны асфальто-парафино-смолистыми отложениями, накопившимися в процессе эксплуатации и (или) нерастворимыми осадками (солями), выпадающими из-за несовместимости породы с закачиваемой водой, необходимо первоочередно провести обработку призабойной зоны пласта (ОПЗ). Прогнозируемым (на основе модели ГДИ) результатом при достижении скин-фактором нулевого уровня является повышение коэффициента продуктивности от 2-х до 25 раз. В скважинах 6501, 291 и 6566 (22 гор. Хумурунский купол) и 884 (21 гор. Северо-западный купол) проявление скин-эффекта усиливается за счет выделения газа на забое вследствие работы скважины с давлением ниже давления насыщения нефти газом. В этих случаях помимо обработки призабойных зон скважин рекомендуется соответствующая оптимизация режима их работы. Скважины 6509 (21 гор. Хумурунский купол) и 6221 (20 гор. Северо-западный купол) рекомендуется эксплуатировать при $n=5$ кач/мин и 6 кач/мин соответственно, изменение рекомендуемых режимов может привести к подтягиванию пластовой воды.

Кроме перечисленного выше, в качестве рекомендаций по снижению скин-эффекта предлагаем также дострелы эффективных толщин коллектора в скважинах для снижения доли сопротивлений в прискважинной зоне, вызванных нарушением геометрии потока при не полном (частичном) вскрытии пласта. В ходе анализа установлено, что не вскрытыми являются 20-60% нефтенасыщенной толщины пласта в скважинах, включая как верхние, так и нижние продуктивные интервалы.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти в целом по нижним горизонтам куполов составил 55 %. Вовлеченные запасы нефти 19-24 горизонтов - 14042 тыс.т, что соответствует нефтеотдаче 19%. Таким образом, при утвержденном КИН, равном 0,32, для 19-24 горизонтов месторождения Узень на настоящем этапе разработки месторождения не вовлечено в активную разработку около 9,3 млн.т. Коэффициент охвата выработкой в добывающих скважинах определялся по материалам комплекса ГИС-к, включающего методы Т, РМ, ВЛ, ТА. Значения $K_{охв}$ по добывающим и нагнетательным скважинам, рассчитанные по комплексу Т, РМ, ВЛ, ТА, приведены в таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Степень охвата горизонтов выработкой по результатам ГИС-к в добывающих скважинах

Добывающие скважины						
Горизонт		19	21	22	23	24
Количество определений		4	6	-	2	1
Бох перф	Диапазон изменения	0.13-0.7	0.08-0.64	-	0.44-0.52	-
	Среднее значение	0.52	0.28	-	0.48	0.39
Количество определений		-	-	1	-	-
Бох раб перф	Диапазон изменения	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	0.3	-	-

Как видно из таблиц 1, 2 коэффициенты охвата перфорацией нефтенасыщенной толщины рассчитаны по горизонтам 19, 21, 23 и 24. Значение коэффициента охвата перфорацией по 19 горизонту равно 0,52, по 21 горизонту - 0,28, по 23 и 24 - принимается как условное из-за малого количества определений.

Коэффициент охвата работой в добывающих скважинах включает одно определение, которое относится к 22 горизонту (0,3). По другим горизонтам данные коэффициенты не определены ввиду отсутствия геофизических исследований. Коэффициент охвата воздействием в нагнетательных скважинах не определялся ввиду отсутствия соответствующих исследований.

Коэффициент охвата перфорацией в нагнетательных скважинах 20 и 21 горизонтов составил соответственно 0,54 и 0,44, по 23 горизонту значение параметра принимается как условное из-за малого количества определений.

Таблица 2 – Степень охвата горизонтов выработкой по результатам ГИС-к в нагнетательных скважинах

Нагнетательные скважины				
Горизонт		20	21	23
Количество определений		2	7	1
Бох перф	Диапазон изменения	0.09-1.0	0.21-0.69	-
	Среднее значение	0.54	0.44	0.57

Самый низкий коэффициент вытеснения (таблица 3) - 0,38 - по 20 горизонту, самый высокий- 0,51 - по 19 горизонту. Значения коэффициентов следует рассматривать как условные, ввиду малого количества определений. В нескольких скважинах коэффициент вытеснения не определен, так как полученные данные не информативны.

Таблица 3 - Значения коэффициентов вытеснения нефти водой, определённые по материалам ИНГК

Горизонт		19	20	21	22
Количество определений		4	3	2	1
β _{ох} выт	Диапазон изменения	0.24-0.61	0.27-0.48	0.17-0.91	-
	Среднее значение	0.51	0.38	0.54	0.7

Сравнение пластового давления с начальным давлением в пласте (таблица 4) показывает незначительное (на 0,2 - 0,9 МПа) снижение текущего параметра относительно начального состояния практически на всех эксплуатационных объектах. Причинами максимального снижения (на 0,6- 0,9 МПа), наблюдаемого на 23 горизонте Хумурунского купола, 21 горизонте Северо-Западного купола и 21, 22, 24 горизонтах Парсумурунского купола являются:

- низкий уровень компенсации добычи жидкости закачкой в определенные периоды эксплуатации горизонтов;
- недостаточное количество нагнетательных скважин по отношению к добывающим, вследствие этого - недостаток компенсации отборов закачкой;
- непроизводительная закачка в связи с наличием заколонных перетоков в скважинах;
- низкая приемистость нагнетательных скважин.

Таблица 4 - Энергетическая характеристика объектов разработки

Купол	Горизонт	Пластовое давление, МПа			Р _{пл.на} 01.01.15г — Р _{нас} , МПа	Р _{пл.на} 01.01.15г — Р _{нас} , МПа	Р _{пл.нач-Р_{пл.на}} 01.01.15г, МПа	Компенсация, текущая/ накопленная, %
		Нач.	на 01.01.15	на 01.01.15				
Восточно-Парсумурунский	24	18,70	18,7	18,6	10,19	10,09	0,10	40,9/20,87
Хумурунский	21	15,90	15,7	15,8	5,47	5,57	0,10	150,1/96,33
	22	16,60	14,9	16,5	4,67	6,27	0,10	23,7/90,44
	23	17,20	16,8	16,6	6,18	5,98	0,60	26,1/53,84
Северо-Западный	19	14,80	14,5	14,5	4,41	4,41	0,30	168,7/196,6
	20	15,30	14,75	15,4	10,29	10,94	-0,10	109,9/233,2
	21	17,00	16,7	16,3	9,03	8,63	0,70	79/169,8
Парсумурунский	19	14,40	14,25	14,2	5,62	5,57	0,20	95,7/101,7
	20	15,90	-	-	-	-	-	156,5/144,3
	21	16,50	16,1	15,8	7,53	7,23	0,70	230,4/135,8
	22	17,40	16,5	16,8	7,93	8,23	0,60	25,56/3,27
	24	18,80	17,2	17,9	8,69	9,39	0,90	375,7/110,98

Рекомендуемым и утвержденным к реализации являлся 3 вариант разработки, согласно которого предусматривалось бурение новых скважин на основных

эксплуатационных объектах 19-24 горизонтов, а также - комплекс мероприятий, направленный на повышение продуктивности скважин – проведение ГРП (20 операций в год), обработки призабойной зоны скважин и внутрискважинного оборудования, применение технических решений и оборудования для увеличения отбора жидкости. Всего по проекту на нижних (19-24) горизонтах предусматривалось пробурить, начиная с 2008 года, 149 скважин.

Рекомендовалось поддерживать забойные давления в добывающих скважинах на уровне $P_{нас}$ или $0,8P_{нас} \leq P_{заб} \leq 1,2P_{нас}$. Данный режим работы скважин является оптимальным, так как, с одной стороны, не происходит существенного снижения продуктивности, с другой стороны, в достаточной мере реализуются потенциальные возможности скважины.

Предусматривалось совершенствование системы разработки объектов за счет организации площадной, в отдельных случаях избирательной системы заводнения. Систему планировалось формировать созданием ячеек из существующего добывающего и нагнетательного фонда скважин (действующих на объекте скважин, переведенных с других объектов, переназначенных из добычи под нагнетание и, наоборот), за счет бурения новых скважин, дострелов и изоляции определенных пластов. Бурение новых нагнетательных скважин и перевод добывающих под нагнетание должны привести к реализации технологии изменения потоков фильтрации (ИПФ). При выборе мест размещения новых скважин основным критерием являлась плотность распределения остаточных запасов, полученная на основе результатов гидродинамического моделирования, при этом также учитывались расстояния между скважинами существующего фонда, составляющие 300-400 м.

В зонах значительного скопления остаточных запасов в случае выбытия из эксплуатации скважин по техническим неисправностям и потери производительности для восстановления фонда скважин рекомендовалось бурение скважин-дублеров, которые в целом по месторождению составили 30% от общего фонда.

На многих эксплуатационных объектах в пределах пачек были выделены русловые и рукавообразные песчаные “тела”. Для каждого “тела” предусматривалась самостоятельная сетка скважин, которая формировалась как из уже существующего фонда скважин, так и путем бурения новых. В вытянутых узких “телах” проектные скважины были размещены среди пробуренных вдоль зоны с обязательной организацией системы заводнения. В “телах” с более широким распространением размещались площадные ячейки, которые, при необходимости, доукомплектовывались новыми скважинами.

Проведение ГРП рекомендовалось в новых скважинах и скважинах переходящего фонда, всего 20 операций в год. Среднее увеличение дебита нефти старых скважин после ГРП принималось - в 7-8 раз, по новым скважинам - в 1,5-2 раза.

В пределах нижнего этажа нефтеносности месторождения Узень (19-24 горизонты) в промышленной разработке в настоящее время находятся 12 основных эксплуатационных объектов и 1 возвратный:

- на Хумурунском куполе- 3 объекта:
- нефтяные залежи А и Б 21 горизонта;
- нефтяные залежи А и Б 22 горизонта;
- нефтяная залежь А+Б 23 горизонта.
- на Северо-Западном куполе- 3 объекта:
- нефтяные залежи А и Б 19 горизонта;
- нефтяная залежь А 20 горизонта;
- нефтяные залежи А и Б 21 горизонта
- на Парсумурунском куполе- 5 объектов:
- нефтяные залежи А и Б 19 горизонта;
- газонефтяные залежи Г, А и нефтяная залежь Б 20 горизонта;
- нефтяные залежи А и Б 21 горизонта;

- нефтяная залежь А 22 горизонта;
- нефтяная залежь А 24 горизонта.
- на Восточно-Парсумурунском куполе- 2 объекта:
- нефтяная залежь пачки А 22 горизонта
- нефтяная залежь пачки А 24 горизонта.

В рассматриваемый период не разрабатывается 1 основной объект: нефтяная залежь А 19 горизонта Основного свода месторождения и 6 возвратных: продуктивные залежи 21 и 22 горизонтов Основного свода, газонефтяные залежи А, Б 19 горизонта Хумурунского купола, залежь Г и залежи А и В 20 горизонта Восточно-Парсумурунского купола.

Из залежей нижних 19-24 горизонтов месторождения Узень извлечено нефти 12790,2 тыс.т, что превышает проектный уровень на 10,3 тыс.т; жидкости – 28627,9 тыс.т, что меньше проектного объема на 407,9 тыс.т (1,4%), закачано 31139,0 тыс.м³ воды - на 1608,6 тыс.м³ (5,4%) больше проектного показателя.

При сравнении фактических показателей разработки с проектными значениями в целом по 19-24 горизонтам отмечается следующее:

Динамика фактических годовых отборов нефти имеет тенденцию к снижению-отстает от проектного - на 21,2 тыс.т (10,5%).

Наблюдается снижение годового уровня добычи жидкости и его отставание от проектного показателя 318,9 тыс.т (24,7%).

Наблюдается также снижение объемов закачиваемой в пласты воды и их отставание от проектных показателей 510,4 тыс.м³ (33,2%).

Имеет место сокращение действующего добывающего фонда и его отставание от проектного на 40 ед. (24,0%).

Действующий нагнетательный фонд, значительно сократившийся (с 151 ед. до 127 ед.) за счет выхода скважин в бездействие, тем не менее превышает проектное количество на 5 единиц.

Фактические среднегодовые дебиты нефти и жидкости нижних горизонтов на конец периода - соответственно 4,31 т/сут и 23,1 т/сут, что выше проектной производительности добывающих скважин (3,2 т/сут и 20,5 т/сут).

Фактическая среднегодовая обводненность (81,4%) в целом по нижним горизонтам на уровне проектной (84,3%).

Фактический темп отбора от текущих извлекаемых запасов на дату анализа (1,6%) - на уровне проектного показателя (1,7 %).

Текущий коэффициент нефтеизвлечения также соответствует проектному значению – 16,7%.

На сегодняшний день компенсируется 99,3% отбора жидкости закачкой воды, при планируемых - 120%.

Приведенные данные о текущем состоянии разработки 19-24 горизонтов месторождения Узень и анализ технологических показателей разработки позволяет сформулировать нижеследующие основные выводы и рекомендации.

ВЫВОДЫ:

Результаты бурения новых скважин на месторождении за отчетный период принципиальных изменений в строение залежей не внесли, т.е. площади продуктивности залежей практически не изменились, распределение толщин по площади также не претерпело изменений и в связи с этим практически не изменились величины запасов. В настоящее время нет оснований для пересмотра запасов нефти и газа;

За отчетный период глубинные пробы нефти на месторождении не отбирались;

Накопленный показатель добычи нефти в целом по 19- 24 горизонтам находится на уровне проектного, суммарный показатель добычи жидкости отстает от проектного на 1,4%. Накопленный объем закачиваемой в пласт воды превышает проектный уровень на 5,4%;

Наблюдается снижение годового уровня добычи жидкости и его отставание от проектного показателя на 318,9 тыс.т (24,7%);

Наблюдается снижение объемов закачиваемой в пласты воды и их отставание от проектных показателей соответственно на 267,7 тыс. м³ (19,2%) и 510,4 тыс. м³ (33,2%);

Имеет место сокращение действующего добывающего фонда и его отставание от проектного на 40 ед. (24,0%). за счет вывода в бездействие большого количества скважин;

Среднегодовые дебиты нефти и жидкости нижних горизонтов на конец периода составили соответственно 4,31 т/сут и 23,1 т/сут, что выше проектной производительности добывающих скважин (3,2 т/сут и 20,5 т/сут);

Среднегодовая обводненность (81,4%) - на уровне проектной (84,3%);

Темп отбора от текущих извлекаемых запасов на дату анализа (1,6%) - на уровне проектного показателя (1,7 %);

Текущий коэффициент нефтеизвлечения также соответствует проектному значению – 16,7%;

На сегодняшний день компенсируется 99,3% отбора жидкости закачкой воды, при планируемых - 120%.

РЕКОМЕНДАЦИИ:

Выполнение разработанных в проекте мероприятий по корректированию системы разработки эксплуатационных объектов, включая бурение скважин в соответствии с проектными точками заложения;

В скважинах с высокими значениями скин-фактора и низкими продуктивными возможностями, обусловленными значительным загрязнением околоствольной зоны, необходимо провести обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ);

В скважинах, где неблагоприятное проявление скин-эффекта обусловлено не полным (частичным) вскрытием пласта, следует выполнить дострелы эффективных толщин коллектора для снижения доли сопротивлений в прискважинной зоне, вызванных нарушением геометрии потока;

В новых пробуренных скважинах, вскрывших песчаные тела, рекомендуется перфорация всего нефтяного разреза;

В скважинах с забойным давлением выше давления насыщения с целью прироста дебита жидкости рекомендуется интенсификация режима работы насосного оборудования или увеличение производительности насоса;

В скважинах с забойным давлением ниже давления насыщения следует установить оптимальный режим работы, не допускающий снижения продуктивности. Рекомендуется провести геолого-технические мероприятия по интенсификации притока (перестрел, дострел, воздействие на призабойную зону и др.).

ЛИТЕРАТУРА

1 Айткулов А.У. Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2000. - 272 с.

2 Отчет «Анализ разработки месторождения Узень», АО «КазНИПИМунайгаз» г.Жанаозен 2015г.

3 «Проект разработки месторождения Узень (13-18 горизонты)», АО «КНИПИМунайгаз» г.Актау 2016г.

4 Коростышевский М.Н., Малютина А.Е., Кувандыкова З.А. и др. «Пересчёт запасов нефти и газа 13-18 горизонтов месторождения Узень Мангистауской области по состоянию на 01.01.2015г.» Отчёт АО «КазНИПИМунайгаз». Договора Актау, 2015г.

КЕН ОРНЫН ИГЕРУ ЖАҒДАЙЫН ТАЛДАУ

Жолбасарова А.Т., Амангелдиев Д.Ж. - Ш.Есенов атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті, Ақтау қ., Қазақстан (akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz, daniyar.amangeldiyev@yu.edu.kz).

Аңдатпа. Бұл мақалада Өзен кен орнының төменгі өнімді горизонттарын игеру жағдайы, және төмен өнімділігімен ерекшеленетін, әсіресе, скин-факторының жоғары мәндерімен ұңғымалардың гидродинамикалық зерттеу нәтижелерін түсіндіру, горизонттарды қазбамен қамту дәрежесі берілген. Игеру жағдайын жақсарту үшін қорытындылар мен ұсынымдар келтірілген.

Түйінді сөздер: әзірлеу, көкжиек, зерттеу, қабаттарды қамту, ығыстыру, қорларды өндіру, қысым, игеру жүйесі, өндіруді арттыру.

ANALYSIS OF THE STATE OF DEPOSIT DEVELOPMENT

Zholbassarova A.T., Amangeldiyev D.Z. - Sh. Yessenov Caspian University of technologies and engineering, Aktau, Kazakhstan (akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz, daniyar.amangeldiyev@yu.edu.kz).

Abstract. The article presents the state of development of the lower productive horizons of the Uzen field, interpretation of the conclusions of the hydrodynamic study of wells that are characterized by particularly high values of the skin factor and low productive capabilities, and the degree of coverage of the horizons by production. Conclusions and recommendations are provided to improve the development process.

Keywords: development, the horizon of the study scope of the formation, displacement, depletion of reserves, pressure, system development, improvement of production.