

ХАРАКТЕРИСТИКА СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ СИСТЕМЫ ОТБОРА НЕФТИ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

Айткулов А. У., Мысаев О. Ж.

Бұл жұмыста Өзен кенорнының бұрынғы және қазіргі жағдайына талдау жасалған. Талдау негізінде қарастырылып отырған кенорнынан өнім алу мөлшерін тездету мәселелері қарастырылған.

In the work give result analysis status development effective pay oilfield Uzen. In the result analysis recommend concrete geology and technology measure channel upon improve oil production.

На месторождении Узень с начала разработки пробурено 5840 скважин (в том числе 12 водозаборных), 122 – числятся в категории контрольных, 1222 ликвидировано.

Добывающий фонд на конец 2011 года составляет 3315 скважин, в том числе 3200 действующих скважин. Следует отметить, что в целом по месторождению фактический эксплуатационный фонд добывающих скважин отстает от проектного на 883 единиц: отставание действующего фонда от проектного составляет 794 скважин, а бездействующий фонд отстает от проектного на 89 скважины. Основная причина отставания добывающего фонда – отставание фактического ввода скважин от проектного до 2000г. Начиная с 2000 года фактическое бурение новых скважин опережает проектное: в 2009г - на 8 единиц, в 2010г – на 34 единицы, в 2011г – на 30 единиц.

3167 скважины действующего добывающего фонда работают механизированным способом эксплуатации, т.е. с применением глубинно-насосного способов эксплуатации, фонтанным - 33 скважин. Основная доля (52%) фонтанных скважин (17 единиц) приходится на XIII горизонт, 24% - в XIV горизонте. Пласты XVI, XVIII горизонтов, Северо-Западного и Парсумурунского куполов полностью эксплуатируются механизированным способом.

Бездействующий фонд составляет 129 скважин. Текущий коэффициент использования добывающего фонда скважин в целом по месторождению составляет 0,912, эксплуатации – 0,960. В таблице 1 приведены значения

коэффициентов использования и эксплуатации фондов скважин за 2009-2011 гг.

Наблюдаемая тенденция роста вышеназванных коэффициентов в целом по месторождению из года в год связана с улучшением работы фонда скважин в результате проведения геолого-технических мероприятий по увеличению нефтедобычи. В таблице 1 представлена динамика коэффициентов эксплуатации и использования добывающего фонда скважин.

Значительное увеличение коэффициента использования и эксплуатации фонда в 2003 году наблюдается в скважинах Северо-Западного купола, а также в скважинах XVIII горизонта. Наименьшие значения коэффициентов использования наблюдаются в фонде Хумурунского купола (Кф-0,840), эксплуатации – в скважинах Парсумурунского купола (Кэ-0,941). На дату проведения анализа эксплуатационный нагнетательный фонд составил 1263, в том числе действующих – 1124 скважин, бездействующих – 139 /2/.

В целом по месторождению фактический эксплуатационный фонд нагнетательных скважин отстает от проектного на 432 единиц: отставание действующего фонда от проектного составляет 438 скважин, а фактический бездействующий фонд стал меньше проектного на 83 скважины.

Таблица 1. Характеристика фонда скважин

Горизонт, Купол	Коэффициент использования фонда скважин			Коэффициент эксплуатации		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
XIII	0,800	0,850	0,877	0,939	0,912	0,950
XIV	0,788	0,840	0,889	0,953	0,928	0,966
XV	0,811	0,850	0,902	0,947	0,926	0,968
XVI	0,817	0,860	0,902	0,947	0,948	0,959
XVII	0,749	0,800	0,889	0,957	0,888	0,946
XVIII	0,877	0,860	0,889	0,957	0,890	0,968
Хумур	0,656	0,770	0,866	0,923	0,922	0,962
Сев.- Запа	0,774	0,870	0,866	0,923	0,937	0,966
Парсумму	0,695	0,780	0,903	0,953	0,879	0,941
Месторож	0,790	0,880	0,840	0,868	0,955	0,960
			0,925	0,878		
			0,880	0,885		
			0,912	0,933		

На месторождении Узень в 2010 году пробурено 91 добывающих скважин, из них добывающие нефть 60 скважины, временно добывающих 19 скважин и 31 нагнетательных скважин. В результате анализа работ скважин пробуренных в 2010 году выявлено /2/:

По XIII горизонту пробурено – 25 добывающих, 8 временно добывающих нефть, по которым добыто в текущем 2011 году 67,9 тыс. тонн при средней обводненности 59,5%, и 13 нагнетательных скважин;

По XIV горизонту пробурено – 17 добывающих, 8 временно добывающих нефть, по которым добыто в текущем году 31,1 тыс. тонн при средней обводненности 69,3 %; и 8 нагнетательных скважин;

По XV горизонту пробурено – 5 добывающих, 1 временно добывающая нефть, по которым добыто в текущем году 15,1 тыс. тонн при средней обводненности 56,5%, и 4 нагнетательных скважины;

По XVI горизонту пробурено – 6 добывающих, по которым добыто в текущем году 8,5 тыс. тонн при средней обводненности 79,3%; и 3 нагнетательных.

По XVII горизонту пробурено – 4 добывающих, 1 временно добывающая нефть, по которым добыто в текущем году 7,4 тыс. тонн при средней обводненности 73,9%, и 1 нагнетательная скважина;

По XVIII горизонту пробурено – 2 добывающих, по которым добыто в текущем году 2,6 тыс. тонн при средней обводненности 54,8%, и 1 нагнетательная скважина;

По Парсумурунскому куполу – 1 скважина добывающая нефть, по которой добыто в текущем году 1 тыс. тонн при средней обводненности 58,9%.

Из продуктивных горизонтов месторождения Узень с начала разработки отобрано 285,7 млн. тонн нефти и 617,4 млн. тонн жидкости. Наиболее значительное количество нефти добыто из XIY горизонта которое составляло 39% от общей добычи месторождения /2/. Доля остальных эксплуатационных объектов в накопленной добыче нефти составляет от 1,3% (Северо-Западный купол) до 24% (XIII горизонт). Текущий коэффициент нефтеизвлечения по месторождению составил 27,3%. По основным горизонтам КИН изменяется от 33,8% (XIII горизонт) до 11,4% (Хумурунский купол).

В 2011 году средний дебит нефти одной скважины составил 7,3 т/сут (увеличиваясь от 1,9 т/сут в Хумурунском куполе до 9,6 т/сут в XIII горизонте), а среднесуточный дебит жидкости увеличился на 60,9 % (2011 г.- 38,8 т/сут, 2002 г.- 24,1 т/сут). Самый низкий среднесуточный дебит жидкости наблюдается в эксплуатационных объектах Северо-Западного купола – 11,5 т/сут, максимальный среднесуточный объем жидкости - в пластах XVII горизонта – 31,7 т/сут. Следует отметить, что обводненность добываемой продукции увеличилась до уровня 81,2% /4/.

Темп отбора от начальных балансовых запасов составил 0,78%, от

начальных извлекаемых запасов –1,72 %, от текущих извлекаемых запасов – 5,4%. Самый высокий темп отбора:

от начальных балансовых запасов наблюдается в пластах XIII горизонта (0,7%),

от начальных извлекаемых запасов –1,55% (XIII горизонт),

от текущих извлекаемых запасов –4,57% (XIII горизонт).

Самый низкий темп отбора от начальных балансовых запасов -0,15% наблюдается в пластах Хумурунского купола, от начальных извлекаемых запасов –0,43% Хумурунского купола, от текущих извлекаемых запасов - 0,63% (Хумурунский купол).

Анализ разработки горизонтов в целом позволяет выявить только общие тенденции изменения отдельных технологических показателей добычи нефти. Более конкретное представление дает анализ состояния разработки отдельных блоков, из которого видна неравномерность выработки запасов нефти отдельных блоков. Блоки существенно отличаются между собой как по начальным извлекаемым и балансовым запасам из-за неоднородности геологического строения залежей, так и темпом разработки вследствие различия плотности сетки скважин и охвата пластов заводнением.

В 2011 году максимальные объемы добычи нефти в целом по месторождению были достигнуты в блоках 3а (505,9 тыс.тонн), 2а (442,4 тыс.тонн) при обводненности продукции 82%. Наибольший среднесуточный дебит одной скважины по нефти по месторождению наблюдается в блоках 10 (10 т/сут) и 1а,6а (5,2 т/сут), по жидкости - в блоках 1а (31,3т/сут) и 4 (28,7 т/сут). Наименьший вклад в объем годовой добычи нефти (2%) при дебите нефти 4,4т/сутки и обводненности 74,7% наблюдается в 1 блоке вследствие ограниченности залежей нефти.

Рассматривая отдельно по объектам эксплуатации и по блокам можно заметить, что наибольшая добыча нефти и жидкости приходится на 3 блок XIV горизонта 154,6 тыс.тонн нефти, что составляет 11,3% от общей добычи горизонта и жидкости 972,5 тыс.тн, наименьшая – в 4а блоке XVII горизонта (0,9 тыс.тонн нефти и 10,3 тыс.тонн жидкости).

Наибольший дебит одной скважины по нефти отмечается в 2 блоке XVII горизонта (7,8 т/сут при обводненности 77%) и по жидкости - в 3 блоке XIV горизонте (34,6 т/сут при обводненности 79,1 %), наименьший – по нефти в пластах XV горизонта 1 блока (1 т/сут при обводненности 62 %), по жидкости в пластах XVI горизонта 5а блока (6,8 т/сут при обводненности 65%).

Из анализа состояния разработки месторождения, согласно данных приведенных в работе /4/ следует, что основная добыча продукции осуществляется штанговым глубинно-насосным (ШГН), т.е. механизированным способом эксплуатации, годовой объем добычи нефти за 2011 год составил 8,05млн.тонн. и жидкости 37,06млн.тонн. При этом на

долю фонтанных скважин приходится 0,16млн.тонн годовой добычи нефти и 0,82млн.тонн жидкости .

С начала разработки т.е. в течение 46 лет из месторождения Узень по состоянию на начало 2012г. было добыто более 20,3 млрд.м³ растворенного газа.

Годовая добыча растворенного газа за 2011год составила 0,198млрд.м³, что на 7,7% больше, чем в 2010году. Средний газовый фактор 40 м³/т.

В 2011 году произошло некоторое снижение эффективности состояния разработки некоторых горизонтов, что обусловлено малой эффективностью ряда проектных решений. Они в основном связаны с неполным внедрением проектных решений в ходе разработки месторождения, которые обусловлены следующими состояниями:

-фактическое бурение добывающих скважин осуществляется с отставанием от проектных объемов, причем расхождение постоянно увеличивается. Так в 2009-2011 годах фактический объем бурения составил менее половины проектного;

-по нагнетательному фонду фактический ввод скважин под закачку сопоставим с проектным показателем. Однако, за счет большого реального выбытия нагнетательных скважин (в категории ликвидированных и контрольных), нагнетательный фонд по состоянию на 01.01.2012 г. меньше проектного на 37 единицы.

-коэффициент использования фонда скважин ежегодно уменьшался и при проектном значении 0,90 фактически составлял в 2008 г. – 0,893; в 2009 г. – 0,878; в 2010 г. – 0,811 и в 2011 г. только 0,776.

-средний по горизонту коэффициент эксплуатации в 2011 г. также значительно ниже проектного, причем в динамике уменьшение его значения было постоянным: с 0,942 в 2010 году до 0,886 в 2011 году.

-действующий добывающий фонд из года в год все больше отстает от проектного и, если в 2000 году разницы практически не было, то в 2009 году она составила 66 скважин (8,4%), в 2010 году -153 (17,4%), а в 2011 году – уже 227 скважин , или 24,0%.

-по нагнетательному фонду количество бездействующих скважин значительно превышает проектную величину.

-отставание действующего нагнетательного фонда увеличивалось по годам и составило в 2008 году -14 скважин (95,4%), в 2009 году – 37 (13,0%), в 2010 году -68 (20,9%) и в 2011 году -87 скважину или 24,5%.

Выше приведенные данные способствовали снижению объемов добычи нефти. Добыча нефти по горизонтам ниже проектной величины на 22,7% /4/.

Для улучшения состояния выработки запасов нефти из пластов месторождения Узень в настоящее время проводятся следующие технологические мероприятия. Из новых технологий предусмотренных проектом разработки на горизонте осуществляются /1/:

1). Ступенчатое термальное заводнение на 15 полях в блоках 2, 2а, 3, 3а, 4, 8, 9, 10.

2). Площадное заводнение на низкопродуктивных зонах в блоках 2, 2а, 3, 5, 5а. Начато и продолжается бурение скважин на некоторых участках, где также запроектировано площадное заводнение.

3). Закачка холодной воды в нагнетательные скважины V и Va разрешающих рядах, расположенных в высокопродуктивных зонах.

Общий вывод о текущем состоянии разработки горизонтов при сравнении фактических показателей и проектных заключается в следующем:

-отклонение фактических показателей от проектных по добыче

жидкости и нефти в 2011 году обусловлено в первую очередь снижением количества действующих фондов добывающих скважин, а также уменьшением дебитов жидкости и коэффициентов эксплуатации.

-превышение фактических дебитов нефти над проектными несколько компенсировало общее падение добычи нефти.

-из-за того, что по сравнению с другими месторождениями эксплуатационные объекты выглядит более благополучным по текущим показателям /2/, состояние его разработки можно признать удовлетворительным.

-увеличивающийся разрыв между фактическими и проектными объемами добычи жидкости в значительной степени обусловлен причинами технологического и технического характеров, а именно:

- большое количество добывающих и нагнетательных скважин простаивает в ожидании ремонтов;
- несколько меньше средний коэффициент эксплуатации из-за многочисленных кратковременных остановок скважин действующего фонда;
- неполное выполнение всех проектных решений при внедрении таких методов увеличения текущих объемов добычи нефти и нефтеотдачи пластов как, очаговое, избирательное, ступеньчато-термальное и фигурное заводнений, а также использование при закачке различных физико-химических методов воздействия на залежи;
- неполное использование возможности гидродинамических методов воздействия на призабойную зону скважин с целью повышение текущих

дебитов скважин путем подключения к процессу выработки запасов отдельных интервалов пластов и пропластков эксплуатируемых объектов;

- полное отсутствие мероприятий по комплексному внедрению в процесс разработки таких методов, как остановка высокообводненных скважин, расположенных в линзовидных участках залежей, и интенсификация отборов жидкости из низкопродуктивных зонах пластов, с одновременным использованием различных химических реагентов позволяющие увеличить текущий объем добычи нефти (жидкости);
- отсутствие применения повышенного давления нагнетания рабочих агентов в пласт, для подключения в работу низкопродуктивных интервалов пластов;
- недостаточно эффективное использование методов ограничения водопритоков из высокопроницаемых интервалов пластов в добывающих и изоляция наиболее высокопроницаемых пропластков в нагнетательных скважинах;
- недостаточно эффективное использование высокопроизводительных скважинных оборудований, для интенсификации добычи нефти (жидкости);
- полное отсутствие данных о гидродинамическом состоянии пластов и залежей, которые позволяли бы наиболее эффективно использовать имеющиеся технологические методы регулирования разработки месторождения;

Указанные выше факторы обусловили к снижению эффективности применяемых вышеуказанных мероприятий по месторождению /3/.

В связи с этим необходимо наиболее целенаправленно применять весь комплекс существующих способов позволяющие улучшить процесс отбора продукции из низкопроницаемых коллекторов. В этом плане необходимо предусмотреть и активно использовать метод повышенного давления нагнетания при закачке рабочих агентов в продуктивный интервал. Другим методом является использования различных физико-химических реагентов позволяющие подключить в работу ранее не вырабатываемых низкопродуктивных зон и участков эксплуатационных объектов. Выше указанных методов, которые были недостаточно эффективно применены в ходе разработки месторождения, необходимо их использовать полно.

Литература:

1. Айткулов А.У. Основы подземной гидродинамики и разработки нефтяных месторождений. Алматы, 2003. 337 с.
2. Курбанбаев М. И. Отчет о состоянии разработки месторождения Узень. г. Новый Узень. 2010 г. 97 с.
3. Айткулов А.У. Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений. М., ОАО ВНИИОЭНГ, 2000 г. 227 с.

4. Ешманов К.Ж. Годовой отчет за 2011 год о состоянии эксплуатации месторождения Узень. г. Новый Узень. 2011 г. 94с.