

7. ITIL® The key to Managing IT services Office of Government Commerce. London: TSO. 2005. – 418 p.
8. Скрипник Д. А. ITIL. IT Service Management по стандартам V.3.1 Портал Интернет Университет информационных технологий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.intuit.ru/department/itmngt/itil_dpo/15/3.html
9. Скрипник Д. А. Управление ИТ на основе COBIT 4.1 Портал Интернет Университет информационных технологий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.intuit.ru/department/itmngt/cobit/16/2.html>
10. Гузик С. Стандарт CobiT. Управление и аудит информационных технологий. Особенности проведения внешнего аудита ИТ. Портал CIT Forum. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://citforum.ru/consulting/standart_cobit/article1.1.2003130.html
11. Шаститко И. Оптимизация ИТ-инфраструктуры и снижение ССВ. Проект ИТ-антология [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.comizdat.com/index_.php?in=komi_articles_id&id=4352
12. 5 шагов к процессному управлению. – СПб., Инталев, 2002. – 127 с.
13. Leedy P. & Ormrod J. Practical Research: Planning and Design. 8th ed. New Jersey: Pearson Merrill Prentice Hall, 2005.
14. Charmaz K. Constructing grounded theory: a practical guide through qualitative analysis. London: Sage, 2006.
15. Smith M. Contemporary Communication Research Methods. Belmont: Wadsworth Incorporated, 1998.
16. Cassel C. & Syman G. Qualitative Research in Work Contexts. Thousand Oaks: Sage Publications, 1994.
17. Welman J. & Kruger S. Research Methodology. 2nd ed. Cape Town: Oxford University Press, 2001.
18. Oates B. Researching Information Systems and Computing. London: SAGE Publications Ltd., 2008.

УДК 622.276.7

Молдабаева Г.Ж.

д.т.н., профессор КазНУТУ имени К.Сатпаева

Турдиев М.Ф.

к.ф.-м.н., профессор АУНГ имени С.Утебаева

Сулейменова Р.Т.

докторант КазНУТУ имени К.Сатпаева

Шаяхметова Ж.Б.

к.п.н., доцент АУНГ имени С.Утебаева

Абдешова Г.Г.

доцент АУНГ имени С.Утебаева

ПРИНЦИП И МЕТОДИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ ЗА ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ РЕЖИМЕ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Аннотация. В данной статье рассматривается на примере месторождении Кырыкмылтык геолого-промысловые характеристика месторождения, принцип и методика регулирования за процессом разработки нефтяного месторождения при режиме вытеснения нефти водой.

Ключевые слова. Геология, вытеснения нефти водой, месторождение, методика регулирования.

Общие сведения о районе месторождения месторождение нефти и газа Кырыкмылтык, расположенное в Эмбинском нефтегазоносном районе, открыто в 1988 году. Промышленная нефтеносность месторождения связана с меловыми, юрскими и триасовыми отложениями.

Месторождение нефти Кырыкмылтык в географическом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в бассейнах нижнего течения рек Сагиз и Эмба.

Административно площадь находится на территории Жылыойского района Атырауской области, центром которого является г. Кульсары, находящийся в 75 км к юго-западу.

К северо-западу в 45 км от месторождения проходит железная дорога Актобе – Атырау – Астрахань. Ближайшими железнодорожными

станциями являются станция Жантерек, расположенная в 60 км к северо-западу и Мукур – в 70 км к северо-западу.

Основными задачами анализа разработки месторождения Кырыкмылтык являются:

1. Уточнение характеристики геологического строения продуктивных горизонтов, геолого-физических характеристик коллекторов, физико-химических свойств пластовых флюидов по вновь пробуренным скважинам согласно «Технологической схеме разработки юрских горизонтов месторождения Кырыкмылтык», выполненная в 1995г.;

2. Оценка эффективности применяемой системы разработки путем изучения технологических показателей разработки;

3. Оценка характера и степени выработки запасов нефти;

4. Динамика изменения обводненности добываемой жидкости;

5. Определение выработанных и оставшихся запасов нефти;

6. Оценка эффективности, где предусматривается методов повышения продуктивности скважин и увеличения нефтеотдачи пластов;

7. Обоснование мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки.

Процесс разработки залежи характеризуется определенными периодами или стадиями изменения основных технологических показателей. Поэтому цели регулирования не могут оставаться неизменными на весь период эксплуатации залежи.

Основными целями регулирования процесса эксплуатации залежей являются следующие:

1. Улучшение динамики добычи нефти за весь период разработки;

2. Обеспечения максимального конечного коэффициента нефтеотдачи залежи за проектный срок разработки;

3. Максимально возможное ограничение затрат на эксплуатацию месторождения.

Причем, нам представляется, что в начальный и в основной период разработки первая цель, т. е. улучшение динамики добычи нефти, является главной задачей. В поздней стадии разработки главной целью должна являться задача обеспечения максимального конечного коэффициента нефтеотдачи. Эта не означает, что мы должны забывать про нефтеотдачу, когда мы, например, в начальной стадии обводнения продукции залежи отыскиваем оптимальный вариант поддержания режимов работы скважин за данный отрезок времени для обеспечения наилучшей динамики добычи нефти по залежи. Решая эту задачу, мы обязаны убедиться, что рекомендуемые изменения режимов работы скважин не уменьшает конечный коэффициент нефтеотдачи.

При выборе методов регулирования и принятии решения, какой же из вариантов регулирования по данному конкретному месторождению должен быть принят, необходимо придерживаться определенного принципа оптимальности или рациональности.

Перед регулированием ставится задача не коренного изменения системы разработки или системы воздействия, а задача отыскания комплекса мероприятий, обеспечивающих наилучший ход процесса эксплуатации, рамках запроектированной системы разработки.

Применительно к месторождениям, разрабатываемым при поддержании пластового давления заводнением, наилучший способ регулирования процесса эксплуатации должен предопределяться следующим принципом оптимальности: выбор такого варианта регулирования, который бы обеспечивал за каждый

данный отрезок времени: максимальную текущую нефтеотдачу всех участков, зон, пластов или объектов при минимальной добыче попутной воды и при условии обеспечения максимальной конечной нефтеотдачи и минимально возможных затратах в целом по нефтяному месторождению.

Следует в то же время отметить, что не любое регулирование, которое обеспечивает максимальный прирост текущей нефтеотдачи, можешь быть оптимальным, а только такое, которое одновременно позволяет этого достичь при минимальном объеме добычи попутной воды.

На месторождении Кырыкмылтык рекомендуемый метод регулирования можно разделить на две группы (последствия они могут рассматриваться как два варианта регулирования):

1. Методы и средства регулирования без изменения системы воздействия и добурирования новых скважин;

2. Методы и средства регулирования путем частичного изменения системы воздействия и путем добурирования новых эксплуатационных скважин.

Учитывая вышеперечисленных анализов и по анализам результатов гидродинамических исследования на месторождении, к первой группе можем отнести следующие методы и средства регулирования:

□ увеличение гидродинамического совершенства скважин (дополнительная перфорация, гидропескоструйная перфорация, применение поверхностно-активных веществ.);

□ изоляция или ограничение притока попутной воды в скважинах (различные способы цементных заливок, создание различных экранов, применение химреагентов и др.);

□ изменение режимов работы эксплуатационных скважин (ограничение отборов жидкости, отключение высоко обводненных скважин, форсированный отбор жидкости, периодическое изменение отборов.);

□ изменение режимов работы нагнетательных скважин (увеличение закачки воды, перераспределение закачки по скважинам.).

Ко второй группе можем отнести следующие методы и мероприятия по регулированию:

□ добурирования эксплуатационных скважин, количество которых в основном определено в проектном документе (резервные скважины);

□ приближение фронта нагнетания путем переноса нагнетания в существующие скважины;

□ изменение направления фильтрационных потоков.

Эффективность каждого из этих методов различна, но, однако, из опыта разработки известно, что наибольшую эффективность дают такие методы, как изменения режимов работы эксплуатационных и нагнетательных скважин из первых группы и все методы второй группы.

Обоснование и рекомендуемые мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки. Основной целью

регулирования процесса разработки на месторождении Кыркмылтык является выполнение проектных решений, которые обеспечили бы выход на проектный уровень добычи нефти и выработки запасов. Установлено, что фактическая разработка ведется с отклонением от проекта при значительном нарушении плана буровых работ, несоблюдении проектной технологии, фактическая добыча ниже проектного уровня.

В целях регулирования процесса разработки, обеспечения проектных уровней и выработки запасов нефти на месторождении следует выполнить следующее:

1. С целью восстановления и поддержания пластового давления в центральной части залежи необходимо перевести под нагнетание воды добывающие скважины №№72 и 66;

2. По мере появления дефицита по объёму закачиваемой воды рекомендуется использовать альб-сеноманскую воду. Соответствующие исследования по совместимости вод выполнены.

Для перевода под нагнетание скважины №66 вначале необходимо произвести дострел ранее неперфорированных интервалов, отработать скважину на нефть в течение времени, достаточного для дренирования определенного количества нефти до достижения высокой обводненности и перевести скважину под нагнетание.

Скважина №66 вступила в эксплуатацию в январе 1997 года и по состоянию накопленная добыча нефти составляет 34,6 тыс.т, среднесуточный дебит по нефти 12,3 т/сут, обводнённость 21,9%. Скважина находится в центральной части залежи, где наблюдается наибольшее снижение пластового давления. Перевод её в фонд нагнетательных скважин позволит осуществить внутриконтурное заводнение.

Перед переводом данной скважины под нагнетание необходимо провести гидродинамические (определение максимального объема закачки, коэффициента приемистости), дебитометрические (определение профиля приемистости) исследования и провести расчеты по определению давления нагнетания.

Геофизические исследования, проведённые в данной скважине, позволяют выделить литотипы пород и на базе данных экспериментальных исследований, проведенных сотрудниками лаборатории физико-химических методов повышения КИН ВНИГНИ РФ рекомендовать в качестве агента для закачки смесь 50% альб-сеноманской и 50% среднеюрской воды.

3. С целью повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, изоляции водопритоков и устранения выявленных заколонных перетоков необходимо провести работы по обработке призабойных зон эксплуатационных скважин водоизолирующими композициями с применением составов поверхностно-активных веществ. По результатам анализов комплекса ГИС за разработкой данные работы необходимо провести в скважинах №№2-А, 15-А, 55, 56, 61, 62, 67;

4. Продолжить проведение геолого-технических мероприятий по изоляции пластовых вод путём проведения цементировок на водной и нефтяной основе, имеющих успешность при их проведении на скважинах месторождения в течение пяти лет;

5. С целью увеличения добычи нефти провести дострел ранее неперфорированных интервалов в скважинах №№ 54, 55, 60, 62, 65, 66;

6. Уплотнение сетки эксплуатационных скважин. За счёт предусмотренных в технологической схеме, но не пробуренных до настоящего времени по геологическим причинам семи добывающих скважин с целью равномерной выработки запасов и вовлечения в разработку менее дренированных зон залежи пробурить дополнительные пять скважины (№№50,51,57,58,63). Местоположение рекомендуемых к бурению новых скважин, которое по мере полученным данных может уточняться на рисунке 3.2.1;

7. По полученным результатам рассмотреть вопрос о дальнейшем уплотнении сетки скважин по месторождению;

8. С привлечением специализированных компаний провести работы по интенсификации притоков из наклонных стволов скважин №№75, 68;

9. Проводить систематизированный контроль за работой глубиннонасосных установок;

10. Поддерживать фонд скважин в нормальном состоянии, исключить длительные простои по техническим причинам;

11. Увеличить охват разработкой путем прострела невоскрытых нефтенасыщенных толщин в горизонтах.

Выполнение рекомендаций настоящего отчета позволит оптимизировать разработку месторождения, что приведет к достижению запланированных Проектом на эти годы уровней добычи нефти и стабилизировать пластовое давление и обводненность.

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО СКВАЖИНЕ № 72

Гори-зонт	Кровля гориз., м	Подошва гори-з., м	Кровля кол-лек., м	Подошва кол-лек., м	Эф. нефтена с. толщ., м	Эф. водо-нас. толщ., м	Коэфф. пористости, %	Коэфф. нефтегазона с., %	Инт. перфорации, м	Толщина пр-о-стрел. инт., м	Лито-тип пород
Ю-1	890,8	894	890,8	892	1,2		31	63			II тип
			893	894	1		30	59			II тип
Всего					2,2						
Ю-2А	895,6	920,8	895,6	898,6	3		31	60			II тип
			904	907	3		27,5	60	905-922	3	II тип
			907	909,2	2,2		29	66		2,2	II тип
			911	913,8	3,4		31,5	75		3,4	I тип
			913,8	917,8	4		30	71		4	II тип
			917,8	920,8	2		30,5	66		2	I тип
Всего					17,6					14,6	
Ю-2Б	933	940	933	938,2	5,2		28	52			II тип
			938,2	940	1,8		30	55			I тип
Всего					7						
Ю-3	944	954	944	948		2,4	30,5	40			
			948	954		6	29	20			

Второй скважиной кандидатом перевода под нагнетание является простаивающая нагнетательная скважина №2Г. Ввод данной скважины в нагнетание также позволит компенсировать недостачу энергии законтурной зоны. Исследования необходимые в данной скважине аналогичны, как и в скважине № 72.

Перед переводом скважины №72 под нагнетание необходимо провести гидродинамические (определение максимальной дебита по жидкости, коэффициента продуктивности), дебитометрические (определение профиля приемистости) исследования.

С целью стабилизации пластового давления в центральной части залежи в случае необходимости

рекомендуется организация заводнения в №66 скважине.

Расчет основных показателей разработки месторождения. Предварительные расчёты давления нагнетания, объёмов закачки воды, количества нагнетательных скважин. Проектирование процесса закачки воды сводится к определению для конкретных условий оптимального давления на устье нагнетательной скважины, давления на забое и необходимого количества воды.

Наивыгоднейшее давление нагнетания с учётом экономических показателей вычисляются по формуле академика А.П.Крылова [4]:

$$P_{ун} = \sqrt{\frac{C_c * \eta}{K_{прм} * 365 * t * w * C_v}} - (P_{см} - \overline{P_{пл}} - P_{тр}),$$

где C_c - стоимость нагнетательной скважины, руб;
 η - КПД насосного агрегата;

$K_{прм}$ - коэффициент приемистости нагнетательной скважины, м³/(сут·МПа);

t - время работы нагнетательной скважины, год;

w - энергетические затраты на нагнетание 1 м^3 воды при повышении давления на 1 МПа , $\text{кВт}\cdot\text{ч}/(\text{м}^3\cdot\text{МПа})$;

C_v - стоимость $1\text{ кВт}\cdot\text{ч}$ электроэнергии, руб/($\text{кВт}\cdot\text{ч}$);

$P_{ст}$ - гидростатическое давление воды в скважине глубиной L_c , МПа ;

$$P_{ст} = 10^{-6} \cdot \rho_v \cdot g \cdot L_c,$$

где ρ_v - плотность нагнетаемой воды, $\text{кг}/\text{м}^3$;

g - ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$

L_c - глубина скважины, м

$\overline{P_{пл}}$ - среднее пластовое давление в зоне нагнетания воды, МПа ;

$P_{тр}$ - потери давления при движении воды от насоса до забоя, МПа ;

$$P_{ун} = \sqrt{\frac{37500000 \cdot 0,7}{35 \cdot 365 \cdot 10 \cdot 0,27 \cdot 50}} - (10^{-6} \cdot 1081 \cdot 9,81 \cdot 1000 - 7,84 - 4) = 5,1 \text{ МПа}$$

$$Q' = \frac{280 \cdot 1,1}{0,885} = 348 \text{ м}^3$$

$$V = 348 + 230 = 578 \text{ м}^3$$

При коэффициенте избытка $K=1.2$ потребуется следующее количество воды (без учёта поступающего в залежь объёма контурной воды):

$$Q'_{\text{в}} = V \cdot K = 578 \cdot 1.2 = 694 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Таким образом, для заданных условий

Давление на забое нагнетательной скважины:

$$P_{забн} = P_{ун} + P_{ст} - P_{тр}$$

Общая суточная добыча жидкости в пластовых условиях (м^3):

$$V = Q' + Q_{\text{в}}$$

Добытая нефть в пластовых условиях Q' занимает объём (м^3):

$$Q' = \frac{Q_n \cdot b_n}{\gamma}$$

где Q_n - добыча нефти за сутки, т

b_n - объёмный коэффициент нефти

γ - удельный вес нефти, $\text{т}/\text{м}^3$

$Q_{\text{в}}$ - добыча воды за сутки, м^3

суточный объём закачки составляет 694 м^3 при давлении на устье нагнетательной скважины $P_{ун} = 5.1 \text{ МПа}$.

Предварительно рассчитаем число нагнетательных скважин при условии, если коэффициент приёмистости их одинаков.

Объём закачки воды в одну нагнетательную скважину :

$$q_{\text{вн}} = K_{прм} \cdot (P_{забн} - \overline{P_{пл}}) = 35 \cdot (11,7 - 7,84) = 135 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Тогда число нагнетательных скважин:

$$n = Q'_{\text{в}} / q_{\text{вн}} = 694 / 135 = 5.$$

Таким образом, в данных условиях для восполнения объёма добываемой жидкости потребуется 5 нагнетательных скважин.

Обработка планируемых мероприятий в скважине №72 позволит уточнить все предварительно рассчитанные параметры и объёмы.

Расчет допустимой депрессии призабойной зоне пласта. При разработке месторождения Кырыкмылтык, в процессе его эксплуатации и в больших выборах темпов отбора нефти из пласта, в забое скважины наблюдалось конусообразная прибытие подошвенной воды.

С целью ограничения водопритоков подошвенной воды надо рассчитывать предельно допустимую депрессию на пласт.

Расчет задачи мы будем делать в притоке нефти к скважине несовершенной по характеру

вскрытия, а движение жидкости рассматриваем подчиняющего к линейному закону фильтрации. Эффективность действия капиллярных сил не пренебрегаем.

Для расчета берем любую сильно обводненную скважину с определенными параметрами, например скважина № 67 (пласт Ю-III)

Каротажная отметка кровли -939,0м

Каротажная отметка подошвы -958,0м

Общая толщина -19м

Эффективная нефтенасыщенная толщина -6м

Эффективная водонасыщенная толщина -8м

Общая эффективная толщина -14м

Интервал перфорации 938-943м

При этом условии потенциал скорости в точки А - точки пересечения оси скважины с горизонтальной поверхностью пласта определяем по формуле М. Маскету. [5]

$$\Phi_A = -\frac{q_0}{4\pi h_p h} \left\{ -\ln \frac{0.5+0.5\bar{h}}{0.5-0.5\bar{h}} + \ln \frac{\Gamma(1.5+0.5\bar{h})}{\Gamma(1.5-0.5\bar{h})} \right\}, \quad (1)$$

где $h = h_{вс}/h_n$ – относительно вскрытая мощность пласта;

$h_{вс}$ – глубина вскрытия пласта (нижний интервал перфораций) в 943-939=4 м;

h_n – мощность продуктивного горизонта в 19-(8+2)=9 м;

q_0 – постоянный дебит скважины в м³/с;

$\Gamma(x)$ – гамма-функция.

Определяем потенциал скорости на контуре питания

$$(r = R_k). \Phi_K = -\frac{q_0}{2\pi h_n} \ln \frac{4h_n}{R_k}. \quad (2)$$

Теперь определяем разность между потенциалом скорости на контуре питания и потенциал скорости на стенке скважины.

$$\Phi_K - \Phi_C = \frac{q_0}{2\pi h_n} \left\{ \frac{1}{2h} \left[2 \ln \frac{4h_n}{r_c} - \Phi(\bar{h}) \right] - \ln \frac{4h_n}{R_k} \right\}, \quad (3)$$

где

$$\Phi(\bar{h}) = \ln \frac{\Gamma(0.875\bar{h}) \cdot \Gamma(0.125\bar{h})}{\Gamma(1-0.875\bar{h}) \cdot \Gamma(1-0.125\bar{h})}, \quad (4)$$

из уравнений (1)-(3) при $R_k = 4h_n$, получим

$$\psi = \frac{\Phi_K - \Phi_A}{\Phi_K - \Phi_C} = \frac{\ln \frac{0.5+0.5\bar{h}}{0.5-0.5\bar{h}} - \ln \frac{\Gamma(1.5+0.5\bar{h})}{\Gamma(1.5-0.5\bar{h})}}{\ln \frac{4h_n}{r_c} - \frac{1}{2}\Phi(\bar{h})}, \quad (5)$$

Значения данных месторождения $h_n/r_c = 50; 100; 250; 2000$.

При $h = h_{вс}/h_n = 4/9 = 0,44$

Где r_c – радиус скважины, -0,085 м (Ø170 мм), тогда $h_n/r_c = 9/0,085 = 105,9$

$h_n/r_c = 100$ от туда

$\Psi = 0,2$

Потенциал скорости можно написать так.

$$\psi = \frac{p_K^2 - p_A^2}{p_K^2 - p_{3AB}^2}, \quad (6)$$

где p_K, p_{3AB}, p_A абсолютные давления на изобаре радиуса, на стенке скважины, и в точке А

Из формулы (6) находим

$$p_K - p_A = p_K \left[1 - \sqrt{1 - \psi(1 - \varepsilon_3^2)} \right], \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \Delta P = p_K - p_{3AB} &= \sqrt{\frac{y \cdot g \cdot (\rho_B - \rho_H) \cdot (2 \cdot p_K + y \cdot g(\rho_B - \rho_H))}{\psi}} = \\ &= \sqrt{\frac{4 \cdot 9,8 \cdot (1129 - 774,3) \cdot (2 \cdot 8,5 \cdot 10^6 + 4 \cdot 9,8 \cdot (1129 - 774,3))}{0,2}} = \sqrt{1,1 \cdot 10^{12}} = 1,04 \cdot 10^6 \text{ Па} \\ &\Rightarrow 1,04 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Выбор вариантов разработки. С целью извлечения нефти, оптимизации сетки скважин и закачки воды к дальнейшему разработки на первые 10 лет по месторождению Кырыкмылтык рекомендуем два варианта разработки.

$$\text{где } \varepsilon_3 = \frac{p_{3AB}}{p_K} \quad (8)$$

Из уравнений (7) и (8) получим

$$\frac{p_K - p_A}{p_K - p_{3AB}} = \psi_1 = \frac{1 - \sqrt{1 - \psi(1 - \varepsilon_3^2)}}{1 - \varepsilon_3}, \quad (9)$$

Допустим что подъем водяного конуса определяем разностью давлений $p_K - p_A$. Тогда высоту конуса

$$y = \frac{p_K - p_K}{g(\rho_B - \rho_H)} = \frac{p_K - p_{3AB}}{g(\rho_B - \rho_H)} \cdot \psi_1, \quad (10)$$

где ρ_H и ρ_B – плотности пластовой нефти и воды 774,3 и 1129 в кг/м³;

g – ускорение свободного падения -9,8 м/с².

Во избежание прорыва воды в скважину выбираем подъем водяного конуса

$$y < 0,8(h_n - h_{вс}), \quad (11)$$

$y < 0,8(9-4) = 4 \text{ м}$

где 0,8 – коэффициент запаса (устойчивости конуса)

Из (6) и (7) для предельной депрессии

$$p_K - p_{3AB} \leq \frac{0,8 \cdot g \cdot (h_n - h_{вс}) \cdot (\rho_B - \rho_H)}{\psi_1}, \quad (12)$$

При условии (12), как показывают расчеты, величина депрессии получается заведомо сниженной, в то время как высота водяного конуса остается достаточно стабильно. Зная высоту конуса, по формуле (10) получаем

$$y = \frac{p_K - p_{3AB}}{g(\rho_B - \rho_H)} \cdot \psi_1, \quad (13)$$

Но из (8) и (9)

$$\psi_1 = \frac{p_K - \sqrt{p_K^2 - \psi(p_K^2 - p_{3AB}^2)}}{p_K - p_{3AB}}, \quad (14)$$

Подставляя в (13) значение ψ_1 , некоторого преобразования получим предельную депрессию при h_n вскрытии мощности пласта:

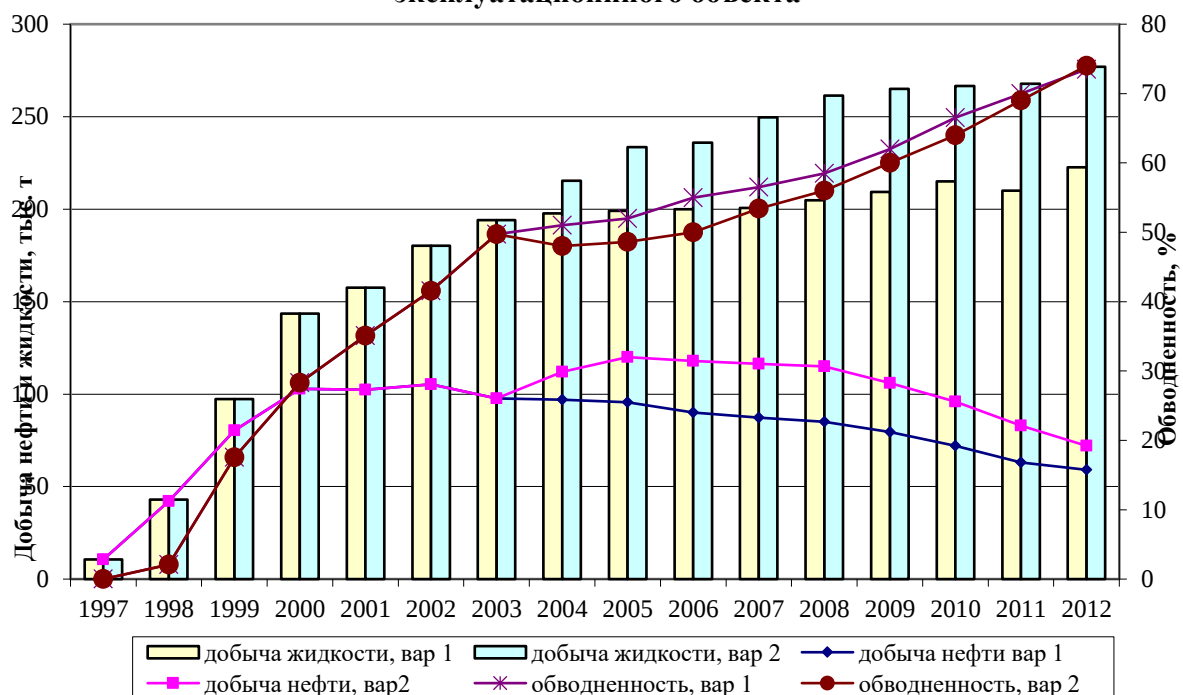
Первый вариант – без изменений системы воздействия, то есть предусматривается разработка объекта при существующей технологии добычи с использованием действующего пробуренного фонда скважин до 2012 год, с переходов некоторых

добывающих скважин на нагнетательную, предусмотренного в проекте. С целью оптимального извлечения нефти по горизонтам нужно провести выше перечисленных геолого-технических мероприятий.

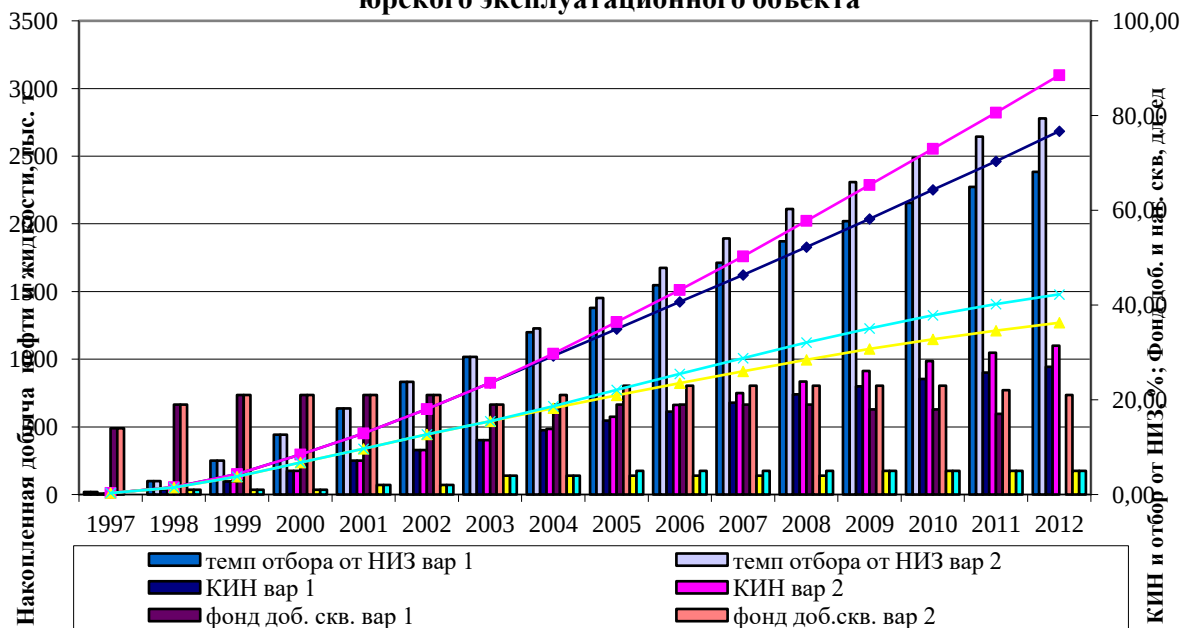
Второй вариант – частично изменением системы воздействия, умножить фонд нагнетательных и добуриванием новых добывающих скважин, то есть уплотнение сетки эксплуатационных скважин. За счёт предусмотренных в технологической схеме, но не

пробуренных до настоящего времени по геологическим причинам семи добывающих скважин. С целью равномерной выработки запасов и вовлечения в разработку менее дренированных зон залежи нужно пробурить дополнительно пятью скважины в центральной части месторождения. Местоположение рекомендуемых к бурению скважин (№№50,51,57,58,63), которое по мере получения данных может уточняться приведено на рисунке 1-2

Динамика технологических показателей юрского эксплуатационного объекта



Динамика накопленных технологических показателей разработки юрского эксплуатационного объекта



Выводы. Разработка месторождения Кырыкмылтык по юрскому горизонту ведется на основании рекомендаций по выбору способа эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, обоснованных в технологической схеме разработки месторождения. Как показывает опыт, применяемые способы эксплуатации и типы оборудования являются подходящими для условий месторождения Кырыкмылтыка и будут использоваться в дальнейшем.

Учитывая физико-химические свойства нефти на месторождении Кырыкмылтык с высоким содержанием смолы и учитывая вязкость нефти, а также выростовании доли обводненности и от наклонных стволов с горизонтальным заканчиванием в продуктивном пласте, мы рекомендуем далее применять винтовых штанговых электронасосов.

Список литературы

1. Проект «Технологическая схема разработки юрских горизонтов месторождения Кырыкмылтык», КазНИПИнефть, Атырауский филиал, 1995 г.
2. НИР «Программа промышленного заводнения юрского эксплуатационного объекта

месторождения Кырыкмылтык», НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2003 г.

3. Л.И.Меркулова, А.А.Гинзбург, «ГРАФИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА при добыче нефти», г Москва, «Недра» 1986г.

4. «Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей», Издательство «НАУКА» 1977г.;

5. Донцов К.М. «Разработка нефтяных месторождений». г. Москва, «Недра» 1977г.;

6. К,Г,Оркин, А,М,Юрчук, «Расчеты в технологии и технике добычи нефти», г. Москва, «Недра» 1986 г.;

7. Лысенко В.Д. «Проектирование разработки нефтяных месторождений» г. Москва, «Недра» 1987г.;

8. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для ВУЗов - Москва: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина, 2003г.;

9. Гиматулинов Ш.К., Дунюшкин И.И., Зайцев В.М., Коротаев Ю.П., Левакин Е.В., Сахаров В.А. «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений», г. Москва, «Недра» 1988г.;

10. Желтов Ю.П. «Разработка нефтяных месторождений» Учебник для ВУЗов, г. Москва, «Недра» 1986г.;

Tesliuk H.V.

*associate professor department of tractors and agricultural machinery
Dniprovsk state university of agriculture and economics*

Volik B.A

*associate professor department of tractors and agricultural machinery
Dniprovsk state university of agriculture and economics*

Tesliuk Y. V

*graduate student department of economics
Dniprovsk state university of agriculture and economics*

A CONSTRUCTION OF ROTARY SPIKE-TOOTH HARROW IS ON BASIS OF BUILD BIOLOGICAL TO ANALOGUE

Теслюк Геннадій Володимирович

кандидат технічних наук, доцент

кафедри тракторів і сільськогосподарських машин

Дніпровський державний аграрно-економічний університет

Волик Борис Анатольевич

кандидат технічних наук, доцент

кафедри тракторів і сільськогосподарських машин

Дніпровський державний аграрно-економічний університет

Теслюк Юлія Валеріївна

аспірантка кафедри економіки

Дніпровський державний аграрно-економічний університет

КОНСТРУКЦІЯ РОТАЦІЙНОЇ ЗУБОВОЇ БОРОНИ НА ОСНОВІ БУДОВИ ТІЛА БІОЛОГІЧНОГО АНАЛОГУ

Summary. In the article the brought results over of analytical researches for rationalizations of parameters of rotary spike-tooth harrow on the basis of the use of methods of bionics. Reasonable biological analogue, analysed possibility of structural recreation of biological structure. Certain technical solution offers.

Анотація. В статті наведені результати аналітичних досліджень по раціоналізації параметрів ротаційної зубової борони на основі використання методів біоніки. Обґрунтований біологічний аналог,