

УДК 622.323(574); <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-2.07>

<https://orcid.org/0000-0003-3459-0513>

<https://orcid.org/0000-0003-1721-119X>

<https://orcid.org/0000-0002-5615-2711>

<https://orcid.org/0000-0002-4258-7933>

<https://orcid.org/0000-0003-3807-2774>

ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ



Р.У. БАЯМИРОВА,
кандидат технических наук,
ассоц. профессор,
ryskol.bayamirova@yu.edu.kz



М.Д. САРБОПЕЕВА,
PhD, ассоц. профессор,
manshuk.sarbopieeva@yu.edu.kz



А.Р. ТОГАСHEВА,
кандидат технических наук,
ассоц. профессор,
aliya.togasheva@yu.edu.kz



А.Т. ЖОЛБАСАРОВА,
кандидат технических наук,
ассоц. профессор,
Akshyryn.Zholbassarova@yu.edu.kz



М.Т. ТАБЫЛГАНОВ,
кандидат технических наук,
ассоц. профессор,
maxat.tabylganov@yu.edu.kz

КАСПИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИИ
И ИНЖИНИРИНГА ИМ. Ш. ЕСЕНОВА,
Республика Казахстан, 130000 г. Актау, 32 мкр.

Выполнен литературный обзор по повышению нефтеотдачи пластов на нефтяных месторождениях. На базе анализа состояния разработки и эксплуатации нефтяного месторождения Узень проведено распределение забойного давления по скважинам. Приведена статистическая обработка информации об опыте эксплуатации XIV горизонта Узеньского месторождения, а также теоретические и промысловые опытно-промысловые исследования по обоснованию оптимального забойного давления, расчету технологических параметров эксплуатации и прогнозу межремонтного периода МРП. С использованием разработанного алгоритма проанализированы 18 скважин, из которых 10 работают в оптимальном режиме, а технологический режим 8-ми скважин требует оптимизации.

Собрана информация и проведен статистический анализ опыта эксплуатации добывающих скважин XIV горизонта нефтяного месторождения Узень, который показал, что зависимость дебитов скважин от забойного давления в области ниже и выше давления насыщения имеет противоречивый характер.

По результатам, проведенных ОНР -1 разработана методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов на базе двух новых формул: 1-ая полуэмпирическая, требующая ряд зависимостей, полученных лабораторными исследованиями, 2-я корреляция, названная нами модифицированной формулой Вогеля. Обе зависимости показали достаточно хорошую сходимость с экспериментальными результатами, их погрешность не превышает 8,5%.

Для проектирования оптимального технологического режима эксплуатации скважины разработана полуэмпирическая α -модель с использованием статистической информации об опыте эксплуатации, для расчета коэффициента подачи штанговых насосов в зависимости от давления на приеме и теоретической подачи насоса. В связи с этим разработаны: Методпроектирования оптимального технологического режима добывающих скважин месторождения Узень; статистическая модель для прогноза межремонтного периода работы скважин в зависимости от забойного давления; для расчета потребляемой мощности разработана методика и оценена ее адекватности с использованием экспериментальных данных, полученных по ОНР-2. Погрешность не превышает 7,8%.

Опытно-промысловые испытания и внедрение разработанных рекомендаций изменением технологических режимов добывающих скважин позволит увеличить добычу нефти при оптимизации других технико-экономических показателей.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтяной пласт, забойное давление, оптимизация, скважина, добыча нефти, минеральные соли, асфальтены, парафины.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНДА МҰНАЙ БЕРГІШТІКТІ АРТТЫРУ ҮШІН ТӘЖІРИБЕЛІК КӘСІПТІК СЫНАҚТАР ЖҮРГІЗУ ҚАЖЕТТІЛІГІНІҢ НЕГІЗДЕМЕСІ

Р. БАЯМИРОВА, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
ryskol.bayamirova@yu.edu.kz

М. САРБОПЕЕВА, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
manshuk.sarbopayeva@yu.edu.kz

А.ТОГАСHEBA, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
aliya.togasheva@yu.edu.kz

А.Т. ЖОЛБАСАРОВА, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
Akshyryn.Zholbassarova@yu.edu.kz

М.Т. ТАБЫЛҒАНОВ, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
maxat.tabylganov@yu.edu.kz

Ш. ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ МЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНОЛОГИЯ
ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, Ақтау қаласы, 32 мкр, 130000

Мұнай кен орындарындағы қабаттардың мұнай беруін арттыру бойынша әдеби шолу жасалды. Өзен мұнай кен орнын игеру мен пайдаланудың жай-күйін талдау негізінде ұңғымалар бойынша кенжарлық қысымды бөлу жүргізілді. Өзен кен орнының XIV горизонттын пайдалану тәжірибесі туралы ақпаратты статистикалық өңдеу, сондай - ақ оңтайлы кенжар қысымын негіздеу, пайдаланудың технологиялық параметрлерін есептеу және ЖАК жөндеу аралық кезеңін болжау бойынша теориялық және кәсіптік тәжірибелік - кәсіптік зерттеулер жүргізілді. Әзірленген алгоритмді қолдана отырып, 18 ұңғыма талданды, оның 10-ы оңтайлы режимде жұмыс істейді, ал 8 ұңғыманың технологиялық режимі оңтайландыруды қажет етеді.

Өзен мұнай кен орнының XIV горизонтының өндіру ұңғымаларын пайдалану тәжірибесіне ақпарат жиналып, статистикалық талдау жүргізілді, ол ұңғымалар дебиттерінің қанығу қысымынан төмен және жоғары аймақтағы кенжар қысымына тәуелділігі қайшылықты сипатқа ие екенін көрсетті.

ТЖК -1 жүргізген нәтижелер бойынша екі жаңа формула негізінде, 1-ші зертханалық зерттеулермен алынған бірқатар тәуелділіктерді талап ететін жартылай эмпирикалық, 2-ші өзгертілген Вогель формуласы деп аталатын корреляция формулалар негізінде өткізгіштігі бойынша біркелкі емес коллекторлардың ұңғымаларының өнімділік коэффициентін есептеу әдістемесі жасалды. Екі тәуелділік те эксперименттік нәтижелермен өте жақсы ұқсастықты көрсетті, олардың ауытқуы 8,5% - дан аспайды.

Ұңғыманы пайдаланудың оңтайлы технологиялық режимін жобалау үшін қабылдау қысымына және сорғының теориялық берілуіне байланысты штангалық сорғылардың берілу коэффициентін есептеу үшін пайдалану тәжірибесі туралы статистикалық ақпаратты пайдалана отырып, жартылай эмпирикалық α -модель әзірленді. Осыған байланысты мыналар әзірленді: Өзен кен өндіру ұңғымаларының оңтайлы технологиялық режимін жобалау әдісі; кенжар қысымына байланысты ұңғымалардың жөндеу аралық кезеңін болжауға арналған статистикалық модель; тұтынылатын қуатты есептеу үшін ТЖК-2 бойынша алынған эксперименттік деректерді пайдалана отырып, әдістеме әзірленді және оның барабарлығы бағаланды. Ауытқу 7,8% - дан аспайды.

Тәжірибелік-кәсіпшілік сынақтар және өндіруші ұңғымалардың технологиялық режимдерін өзгерту арқылы әзірленген ұсынымдарды енгізу басқа техникалық-экономикалық көрсеткіштерді оңтайландыру кезінде мұнай өндіруді арттыруға мүмкіндік береді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: мұнай қабаты, кенжар түбі қысымы, оңтайландыру, ұңғыма, мұнай өндіру, минералды тұздар, асфальтендер, парафиндер.

JUSTIFICATION OF THE NEED FOR PILOT FIELD TESTS TO INCREASE OIL RECOVERY AT THE UZEN FIELD

R.Y. BAYAMIROVA, Ph. Sci, Associate Professor, ryskol.bayamirova@yu.edu.kz

M. SARBOPEYEVA, Ph. Sci, Associate Professor, manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz

A.R. TOGASHEVA, Ph. Sci, Associate Professor, aliya.togasheva@yu.edu

A.T. ZHOLBASAROVA, Ph. Sci, Associate Professor, Akshyryn.Zholbassarova@yu.edu.kz

M.T. TABYLGANOV, Ph. Sci, Associate Professor, maxat.tabylganov@yu.edu.kz

CASPIAN STATE UNIVERSITY OF TECHNOLOGIES AND ENGINEERING
NAMED AFTER S. YESSENOV,
32 md Aktau, 13000, Republic Kazakhstan

The article considers a literature review on improving oil recovery in oil fields. Based on the analysis of the state of development and operation of the Uzen oil field, the distribution of downhole pressure across wells was carried out. Statistical processing of information on the experience of exploitation of the XIV horizon of the Uzen deposit, as well as theoretical and field experimental studies on the justification of the optimal downhole pressure, calculation of technological parameters of operation and forecast of the inter-repair period of the MCI is given. Using the developed algorithm, 18 wells were analyzed, of which 10 operate in optimal mode, and the technological mode of 8 wells requires optimization. Information was collected and a statistical analysis of the experience of operating producing wells of the XIV horizon of the Uzen oil field was carried out, which showed that the dependence of well flow rates on bottom-hole pressure in the area below and above the saturation pressure is contradictory. Based on the results of the conducted PIW -1, a method for calculating the productivity coefficient of wells with heterogeneous permeability of reservoirs was developed on the basis of two new formulas, the 1st semi-empirical, requiring a number of dependencies obtained by laboratory studies, the 2nd correlation, which we called the modified Vogel formula. Both dependences showed fairly good convergence with experimental results, their error does not exceed 8.5%. To design the optimal technological mode of well operation, a semi-empirical α -model has been developed using statistical information on operational experience to calculate the feed rate of rod pumps depending on the intake pressure and the theoretical pump supply. In this regard, the following have been developed: A method for designing the optimal technological regime of producing wells of the Uzen field; a statistical model for predicting the inter-repair period of wells depending on bottom-hole pressure; To calculate the power consumption, a methodology has been developed and its adequacy has been evaluated using experimental data obtained by PIW-2. The margin of error does not exceed 7.8%. Pilot field tests and implementation of the developed recommendations by changing the technological modes of producing wells will increase oil production while optimizing other technical and economic indicators.

KEYWORDS: oil reservoir, downhole pressure, optimization, well, oil production, mineral salts, asphaltenes, paraffins.

Введение. Среднемировой коэффициент извлечения нефти оценивается в 35%. Дополнительная добыча этой «легкой нефти» зависит от наличия надлежащих технологий, экономической целесообразности и эффективных стратегий управления пластами. С другой стороны, вероятность обнаружения гигантских месторождений заметно снижается [1].

Уровень открытий гигантских месторождений достиг своего пика в конце 1960-х и начале 1970-х годов и заметно сократился за последние два десятилетия [2]. Около тридцати гигантских месторождений составляют половину мировых запасов нефти и большинство из них отнесены к категории зрелых месторождений. Разработка этих месторождений требует новых и экономически целесообразных методов и надлежащих стратегий управления коллекторами [3,4].

Нефтяные месторождения после определенного периода добычи называются зрелыми месторождениями. Более конкретное определение зрелости – это месторождения, достигающие пика своей добычи, или добывающие месторождения в режиме снижения добычи. Третьим определением является то, что месторождения, достигают своего экономического предела после первичных и вторичных восстановительных работ. На *рисунке 1* показан типичный срок эксплуатации месторожде-

ния. Любые моменты, обозначенные вопросительным знаком, могут рассматриваться как время достижения срока погашения. Тенденция, однако, заключается в определении периода снижения, указанного стрелкой на *рисунке 1*, который обычно достигается после некоторых вторичных усилий по восстановлению. Увеличение добычи воды и газа, снижение давления и старение оборудования являются другими показателями зрелости [5].

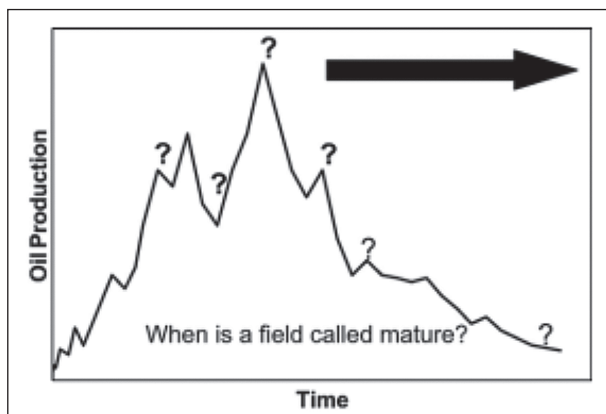


Рисунок 1 – Различные стадии нефтеотдачи пластов, которые можно считать началом зрелости месторождения. Типичной тенденцией является период, указанный стрелкой

Заводнение водой широко используется при разработке нефтяных месторождений в качестве метода вторичной добычи благодаря его эффективности и экономической целесообразности [6]. За последние несколько десятилетий заводнение значительно улучшило первоначальную добычу нефти на месте (ОПР). Тем не менее, примерно от 60% до 70% ОПР сохраняется в коллекторах после затопления водой [7], а заводнение поверхностно-активными веществами и полимерное заводнение может увеличить нефтеотдачу примерно на 15% по сравнению с заводнением водой [8]. Кроме того, большое количество воды добывается вместе с нефтью на зрелых месторождениях, и обводненность может увеличиться до 98% до того, как скважины будут заброшены [8]. Многочисленные нефтяные месторождения по всему миру вступили в стадию обводнения, такие как блок Масила в Йемене [9], нефтяное месторождение Браун в Колумбии [10], а также Шенгли и нефтяные месторождения Дацин в Китае [11].

Заводнение является экономичным методом, обычно используемым при вторичном методе повышения нефтеотдачи, но основное количество сырой нефти все еще остается в резервуарах после данного метода. Глубокое понимание распределения остаточной нефти имеет важное значение для последующего развития заводнения. В этом исследовании разработана модель в масштабе пор для изучения процесса образования и характеристик распределения остаточной нефти [12,13].

В процессе добычи нефти и ее совместного перемещения с пластовой водой образуются стабильные нефтяные эмульсии с высоким содержанием воды. Причиной образования нефтяных эмульсий является эффективное смешивание нефти с пластовой водой в стволе скважины при ее подъеме на поверхность земли и при

дальнейшем движении по промысловым трубопроводам. Наиболее распространенной эмульсией в нефтегазовой промышленности является вода в нефти. Процессу диспергирования капель воды в масле способствует присутствие в масле поверхностно-активных веществ (ПАВ), таких как асфальтены, парафины, смолы и нафтеновые кислоты [14].

Материалы и методы исследований. Месторождение Узень расположено на территории Мангистауской области республики Казахстан, к востоку от Каспийского моря. Это крупнейшее нефтяное месторождение Среднекаспийского бассейна. Разведочное бурение было начато в 1962 г, и к 1964-му году была очерчена основная часть структуры. Узеньская нефть характеризуется высоким содержанием парафина (до 28%). Осаждение парафина в результате снижения давления и пластовой температуры ведёт к ухудшению проницаемости низкопроницаемых пропластков.

Вследствие существенной неоднородности пластов, формирующих коллектора (проницаемость варьируется от нескольких мД до 1000-1200 мД), заводнение оказалось низкоэффективным. Закачиваемая вода проходит преимущественно по высокопроницаемым пластам.

В исследовании применяется метод установившихся отборов. Технико-экономические показатели нефтедобывающего предприятия в основном определяется продолжительностью межремонтного периода (МРП) работы скважин, которая в свою очередь зависит от качества оборудования, наличия осложняющих факторов и напряженностью в работе оборудования. Если два первых обстоятельства независимы от технолога по добыче нефти, то третье обстоятельство, целиком и полностью создается им. Как правило, перед технологом стоит задача: «максимальный дебит с каждой скважины». Естественным методом увеличения добычи нефти является создание больших депрессий на пласт, которые достигаются снижением давления на забой скважины. Для этого увеличиваются глубины подвески насосов, снижаются давления на приемах насосов, естественно, напряженность в работе оборудования возрастает, а МРП снижается.

На *рисунке 2* представлен график распределения забойного давления по скважинам АО «Озенмунайгаз».

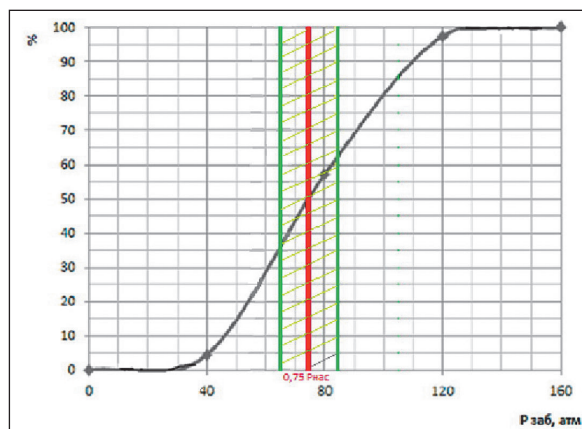


Рисунок 2 – Распределение забойного давления по скважинам Озенмунайгаз

В проекте разработки месторождения Узень минимально допустимое забойное давление для добывающих скважин принято равным $0,75 \cdot P_{\text{нас}}$ ($P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом). В настоящее время половина фонда скважин 50% работают в зоне с забойным давлением ниже рекомендованного проектом разработки, а вторая половина с превышением. В результате первая половина фонда скважин имеет низкий МРП, а вторая половина работает с недобором нефти. При допущении $P_{\text{заб}} = 0,75P_{\text{нас}} \pm 10\%$ в зоне проектного забойного давления работают лишь 27,5% фонда скважин, остальные 72,5% требуют оптимизации. Перераспределение добычи нефти оптимизацией забойного давления позволит сохранить или даже увеличить добычу нефти в целом по месторождению за счет увеличения продолжительности МРП и интенсификации отбора нефти на второй половине фонда.

Необходимо отметить, что критерий $P_{\text{заб}} = 0,75P_{\text{нас}}$, обоснованный в проекте разработки полвека назад, очевидно требует уточнения. Известно, что величина оптимального забойного для добывающих скважин зависит от геолого-технической характеристики месторождения и корректируется при изменении термодинамических условий эксплуатации, которое происходит по мере истощения пластов. С другой стороны, снижение забойного давления ниже проектного вызывает уменьшение коэффициента продуктивности скважины из-за разгазирования нефти в призабойной зоне пласта и снижения фазовой проницаемости для нефти, и приводит к выпадению в поровом пространстве АСПО и минеральных солей. Это обстоятельство, наряду с увеличением дебита нефти, приводит к непропорциональному росту материальных, трудовых и энергетических затрат. Оценка прироста дебита нефти и затрат от снижения забойного давления возможна лишь при известных зависимостях коэффициента продуктивности и радиуса призабойной зоны пласта, в которой происходит разгазирование нефти.

Результаты и обсуждение. Для решения этой задачи и поиска величины оптимального забойного давления для текущей стадии разработки месторождения Узень, необходимо проведение опытно-промысловых экспериментов на 12 скважинах, включающих 4-группы с обводненностью: 1) 0-25%; 2) 25,1-50%; 3) 50,1-75; 4) 75,1-99% и с дебитом жидкости в каждой группе по три категории скважин: 0,5 – 10 м³/сут; 10,1 – 25 м³/сут; 25,1-50 м³/сут.

Анализ распределения забойного давления по скважинам, эксплуатируемым АО «Озенмунайгаз» показал, что в зоне проектного забойного давления $P_{\text{заб}} = 0,75P_{\text{нас}} \pm 15\%$ работает лишь 30 % фонда скважин, остальные 70 % требуют оптимизации. Для поиска оптимального забойного давления, прежде всего, может быть использована информация об опыте эксплуатации XIV горизонта Узеньского месторождения.

Собрана информация и проведен статистический анализ опыта эксплуатации добывающих скважин XIV горизонта нефтяного месторождения Узень, который показал, что зависимость дебитов скважин от забойного давления в области ниже и выше давления насыщения имеет противоречивый характер. Такая ситуация требует проведения специальных промысловых экспериментов, направленных на поиск и обоснование оптимального забойного давления для добывающих скважин и разработки методики принятия решения о допустимой величине забойного давления.

По результатам, проведенных ОПР -1 разработана методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов на базе

двух новых формулы 1-ая полуэмпирическая, требующая ряд зависимостей, полученных лабораторными исследованиями, 2-я корреляция, названная нами модифицированной формулой Вогеля. Обе зависимости показали достаточно хорошую сходимость с экспериментальными результатами, их погрешность не превышает 8,5%.

Модифицированная формула Вогеля для XIV горизонта месторождения Узень:

$$Q = K_0 (P_{пл} - P_{нас}) + 0.8 \left(K_0 \frac{P_{нас}}{3.6} \right) \left(1 - \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^6 \right) \quad (1)$$

Стандартная формула Вогеля:

$$Q = K_0 (P_{пл} - P_{нас}) + \left(K_0 \frac{P_{нас}}{1.8} \right) \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right) - 0.2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right) \quad (2)$$

Для проектирования оптимального технологического режима эксплуатации скважины разработана полуэмпирическая α -модель с использованием статистической информации об опыте эксплуатации, для расчета коэффициента подачи штанговых насосов в зависимости от давления на приеме и теоретической подачи насоса. Таким образом, разработаны: 1) Метод проектирования оптимального технологического режима добывающих скважин месторождения Узень; 2) Статистическая модель для прогноза межремонтного периода работы скважин в зависимости от забойного давления; 3) Для расчета потребляемой мощности разработана методика и оценена ее адекватности с использованием экспериментальных данных, полученных по ОПР-2 (таблица 1). Погрешность не превышает 7,8%. (рисунок 3).

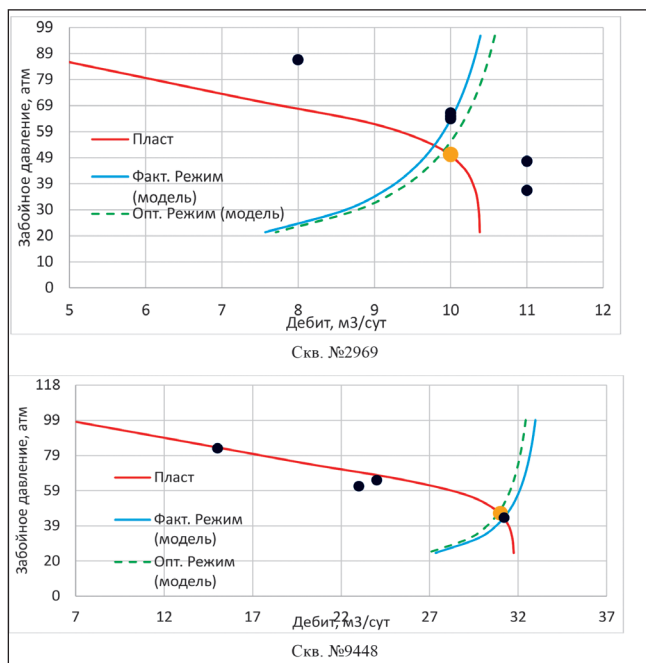


Рисунок 3 – Анализ скважин по ОПР-2 (работающие в оптимальном режиме)

Таблица 1 – Экспериментальные данные, полученные по ОПР-2

Скважина	Оптимальный режим	Дебит текущий м³/сут	Дебит оптимальный	Годовой прирост добычи		Удельная потребляемая электроэнергия (кВт.ч/т.км)		Потребляемая за год электроэнергия		МРП, дней	
				Жидкости м³/сут	Нефти, т	До опт	После опт.	До опт	После опт.	До опт	После опт.
2969	Да	10	10	-	-	-	-	-	-	-	-
4306	Да	17	17	-	-	-	-	-	-	-	-
5412	Да	12	12	-	-	-	-	-	-	-	-
7705	Да	19	19	-	-	-	-	-	-	-	-
9448	Да	31	31	-	-	-	-	-	-	-	-
634	Нет	27	37	3650	312	8,5	8,3	50000	110000	104	97
676	Нет	38	54	5840	2000	7,5	6,9	37000	97000	105	98
1362	Нет	20	29	3285	280	23	17	57000	140000	103	96
1982	Нет	15	18	1095	93	14	12,4	42000	73000	102	96
3786	Нет	25	30	1825	311	10,5	10,4	47000	90000	103	94
4294	Нет	16	18	730	125	14,8	14,5	45000	70000	105	97
4322	Нет	23	26	1095	561	10,4	10,1	40000	66000	103	98
Сумма ср/зн				Σ=17520	Σ=3678					103	97

Таблица 2 – Оптимальная выборка скважин по ОПР-3 (6 скважин)

Скважина	Дебит текущий м³/сут	Дебит оптимальный	Годовой прирост добычи		Удельная потребляемая электроэнергия (кВт.ч/т.км)		Потребляемая за год электроэнергия		МРП, дней	
			Жидкости м³/сут	Нефти, т	До опт	После опт.	До опт	После опт.	До опт	После опт.
4882	35	40	1825	1072	7,5	6,2	40000	54000	105	98
727	30	41	4015	506	7,8	7,1	31000	69000	106	96
8993	15	17	730	184	8,5	8,3	20000	31000	105	95
8972	10	11	365	183	16,0	15,0	31000	45000	102	95
2879	15	14,5	-184	-36	6,3	5,5	34000	20000	58	95
7348	10	11	365	122	15,7	14,5	32000	46000	103	94
Сумма ср/зн			Σ=7116	Σ=2031			Σ=188000	Σ=265000	97	96

Опытно-промысловые испытания разработанных математических моделей (ОПР-3)

С использованием, разработанного алгоритма проанализированы 18 скважин, из которых 10 работают в оптимальном режиме, а технологический режим 8-ми скважин требует оптимизации.

Методологические основы расчета оптимального режима эксплуатации
Система уравнений совместной работы пласта и насоса

$$\begin{cases} Q_{пл} = f(K_{np}, P_{пл}, P_{заб}, P_{нас}) \\ Q_n = g(H, \Delta l, q, \eta) \end{cases}$$

$$P_{пл} = 11 \text{ МПа}$$

$$1) K_{np} = 4 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}} Q_{теор} = 35 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

$$2) K_{np} = 6 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}} Q_{теор} = 47 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

$$3) K_{np} = 8 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}} Q_{теор} = 60 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

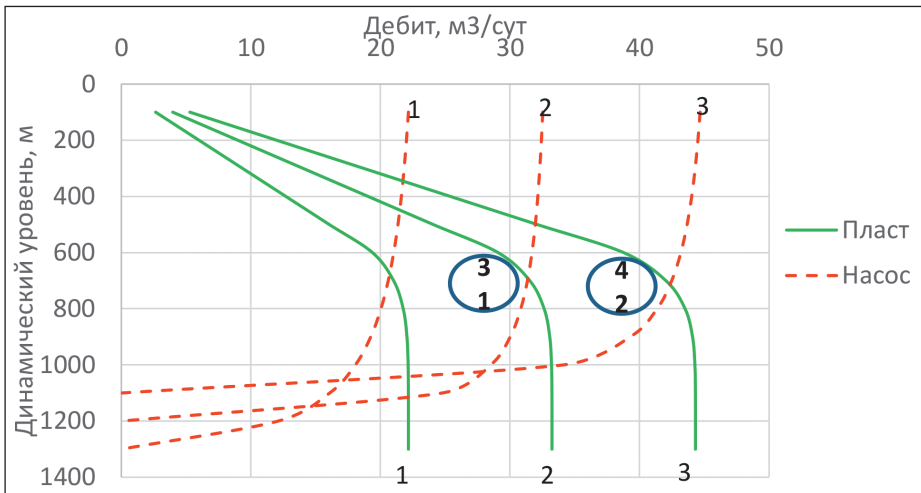


Рисунок 4 – Удельный расход электроэнергии

Показан удельный расход электроэнергии по 18 скважинам. Выделены скважины, требующие оптимизацию по энергопотреблению.

Выводы. Использование полученных формул подготовлены рекомендации в трех вариантах:

1) по 8-ми скважинам, позволяющий увеличить годовую добычу нефти на 2031 тонну, при этом происходит увеличение расхода электроэнергии на 65000 кВт·ч. Средний МРП составит 97 суток против 98-ми в существующем режиме;

2) по 6-м скважинам, позволяющий получить увеличение годовой добычи нефти на 2031 тонну, снижение МРП на 1-и сутки (97→96) при незначительном увеличении потребляемой электроэнергии (на 77000 кВт·ч в год) (таблица 2, рисунок 3);

3) по 4-м скважинам, позволяющий получить увеличение годовой добычи нефти на 14036 тонны, увеличение среднего МРП на 3-е суток (92→95) при незначительном увеличении потребляемой электроэнергии (на 25000 кВт·ч в год).

Таким образом, опытно-промысловые испытания и внедрение разработанных рекомендаций изменением технологических режимов добывающих скважин позволит увеличить добычу нефти при оптимизации других технико-экономических показателей. 🌐

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Andreev V.E., Chizhov A.P., Chibisov A.V., ShMukhametshin V. Forecasting the use of enhanced oil recovery methods in oilfields of Bashkortostan // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 350. – 2019.– S. 1-5. doi:10.1088/1755-1315/350/1/012025
- 2 Negin C., Ali S., &Xie Q. Application of nanotechnology for enhancing oil recovery//A review. Petroleum. – 2016. - №2 (4). – S. 324–333. doi:10.1016/j.petlm.2016.10.002
- 3 Black G., LaFrance J.T. Is Hotelling's rule relevant to domestic oil production?//Journal of environmental economics and management. – 1998. – №36. – S. 149–169. doi:10.1006/jeem.1998.1042
- 4 Abdulaziz E.A. A review of upstream development policies in Kuwait //Journal: Organization of the Petroleum Exporting Countries. – 2004. – №28(4). - P. 275–288. doi:10.1111/j.0277-0180.2004.00138.x
- 5 Babadagli T. Development of mature oil fields - A review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2007. - № 57 (3-4). – P. 221–246.doi:10.1016/j.petrol.2006.10.006
- 6 Hajirezaie S., Wu X., Peters C.A. Scale formation in porous media and its impact on reservoir performance during water flooding// Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – №39. – P. 188-202. doi:10.1016/j.jngse.2017.01.019
- 7 Shedid A.S. Influences of fracture orientation on oil recovery by water and polymer flooding processes: An experimental approach// Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2006. - №50(3-4). – P. 285-292. doi:10.1016/j.petrol.2005.12.002
- 8 Sheng J.J.Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding// Journal:Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. – 2011. – P. 501–567. doi:10.1016/b978-1-85617-745-0.00013-9
- 9 Salehi Mojarad R., Settari A. Velocity-based Formation Damage Characterization Method for Produced Water Re-injection: Application on Masila Block Core Flood Tests//Journal: Petroleum Science and Technology. – 2008. - №26 (7-8). – P. 937–954. doi:10.1080/10916460701825596
- 10 Jaramillo O.J., Romero R., Lucuara G., Ortega A., Milne A.W., Lastre M.Combining Stimulation and Water Control in High-Water-Cut Wells// International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. – 2010.– P. 1-10. doi:10.2118/127827-ms
- 11 Song Z., Li Z., Lai F., Liu G., Gan H.Derivation of water flooding characteristic curve for high water-cut oilfields // Journal: Petroleum Exploration and Development. – 2013. -№ 40(2). – P. 216–223.doi:10.1016/s1876-3804(13)60025-7
- 12 Guo Y., Zhang L., Zhu G., Yao J., Sun H., Song W., Zhao J.A Pore-Scale Investigation of Residual Oil Distributions and Enhanced Oil Recovery Methods // Journal: Energies. – 2019. - №12(19).– P. 1-16. doi:10.3390/en12193732
- 13 Bisengaliev M.D., Zholbasarova A.T., Togasheva A.R., Bayamirova R.Y., Sarbopeeveva M.D.Development of technologies for the pour point depressant treatment of an annular near-wall layer of oil pumped through a main pipeline / International Symposium "SustainableEnergy2021". – 2021. – P. 1-6.doi:org/10.1051/e3sconf/202128801005
- 14 Bayamirova R., Togasheva A., Zholbassarova A., Bissengaliev M., Kunayeva G., Kuliyeve M., Boribek S. Selection of effective demulsifying agents for oil-water emulsions breakdown// Journal:Chemiaestudebat. – 2020. - №4. – S. 53-61. doi:10.24193/subbchem.2020.4.04
- 15 Давиденко А.Н., Ратов Б.Т., Пашченко А.А., Игнатов А.А. Влияние гидростатического давления на ударное абразивно-механическое бурение скважин: монография // Алматы, КОУ.– 2018. – С. 171. [Davidenko A.N., Ratov B.T., Pashchenko A.A., Ignatov A.A. Vliyanie gidrostaticheskogo davleniya na udarnoe abrazivno-mekhanicheskoe burenie skvazhin: monografiya // Almaty, KOU.– 2018. – S. 171.]

- 16 Ratov B.T., Fedorov B.V. Hydroimpulsive development of fluid-containing recovery // Life Science Journal. – 2013. - №10 (11s). – P. 302-305. <http://www.lifesciencesite.com>.
- 17 Kozhevnykov A.A., Ratov B.T., Arshidinova M.T., Khomenko V.L., Bayboz A.R. FSabirov B. The 100 th Anniversary of the Establishment of the Carbide: Carbide Bit // Int J Chem Sci. – 2017. - №15 (2). – P. 118.
- 18 Sudakov A., Dreus A., Ratov B., Delikesheva D. The oretical bases of isolation technology for swallowing horizons using thermoplastic materials // News of the National Academy of science soft here Public of Kazakhstan series of geology and technical sciences. – 2018. - P. 72 – 80.
- 19 Давиденко А.Н., Ратов Б.Т., Игнатов А.А., Тулепбергенов А.Т.К вопросу о необходимости обработки кавернозных зон скважин // Вестник КазНУ. – 2016. - №2 (114). – С. 139-147. [Davidenko A.N., Ratov B.T., Ignatov A.A., Tulepbergenov A.T.K voprosu o neobhodimosti obrabotki kavernozyh zon skvazhin // Vestnik KazNITU. – 2016. - №2 (114). – S. 139-147.]
- 20 Ratov B., Utepov Z., Tulepbergenov A., Baiboz A., Sharauova A. About a half-wave length of the bottom-hole core drill composed of structural elements of different stiffness // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2017. - № 17(12). - P. 33 - 40. doi.org/10.5593/sgem2017/12/S02.005.