

МРНТИ 52.47.17

*К.Т. Бисембаева, Г.С. Сабырбаева, А.С. Хадиева, А.А. Бекбаулиева

Каспийской университет технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова (г. Актау, Казахстан)

ОЦЕНКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОМ СПОСОБЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Аннотация. В настоящее время для повышения эффективности систем заводнения ставится задача максимального охвата пластов воздействием, что может быть достигнуто за счет внедрения воды в малопроницаемые нефтенасыщенные интервалы. В данной статье рассматривается метод ступенчатого заводнения как дополнительного способа регулирования разработки нефтяных месторождений. Для рекомендации этого метода в работе определялась технологическая эффективность, т.е. оценены величины основных технологических показателей (дебитов жидкости, нефти) после его внедрения. Рассмотрен методический подход для определения основных показателей разработки с применением рассматриваемого метода. Получены совершенствованные формулы для определения дебита скважины при применении дополнительного метода заводнения, учитывая условия рассматриваемого месторождения.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, нефтеотдача пласта, трудноизвлекаемые запасы, методы заводнения, дебит скважины, давление, регулирование, пласт, скважина.

Қосымша реттеу тәсілі кезінде кен орындарын игерудің негізгі көрсеткіштерін бағалау

Андатпа. Қазіргі уақытта суландыру жүйелерінің тиімділігін арттыру үшін қабаттарға әсер етуді барынша қамту міндеті қойылады, бұған өткізгіштігі төмен мұнаймен қаныққан аралықтарға суды енгізу есебінен қол жеткізуге болады. Бұл мақалада мұнай кен орындарын игерудің реттеудің қосымша тәсілі ретінде сатылы суландыру әдісі қарастырылады. Бұл әдісті ұсыну үшін жұмыста технологиялық тиімділік айқындалды, яғни оны енгізгеннен кейін негізгі технологиялық көрсеткіштердің (сұйықтық, мұнай дебиттерінің) шамалары бағаланды. Қарастырылып отырған әдісті қолдана отырып, игерудің негізгі көрсеткіштерін анықтау үшін әдістемелік тәсіл қаралды. Қарастырылып отырған кен орнының жағдайын ескере отырып, суландырудың қосымша әдісін қолдану кезінде ұңғыма дебитін анықтау үшін жетілдірілген формулалар алынды.

Түйінді сөздер: мұнай кен орны, қабаттың мұнай бергіштігі, алынуы қиын қорлар, суландыру әдістері, ұңғыма дебиті, қысым, реттеу, қабат, ұңғыма.

Assessment of the main indicators of the field development with an additional method of regulation

Abstract. Currently, to improve the efficiency of waterflooding systems, the task is to maximize the coverage of reservoirs by impact, which can be achieved by introducing water into low-permeable oil-saturated intervals. This article discusses the stepwise flooding method as an additional method for regulating the development of oil fields. To recommend this method, the technological efficiency was determined in the work, i.e. the values of the main technological indicators (flow rates of liquid, oil) after its implementation were estimated. A methodological approach for determining the main indicators of development using the method under consideration is considered. Improved formulas have been obtained for determining the flow rate of the well when using the additional waterflooding method, taking into account the conditions of the field under consideration.

Key words: oil field, recovery of formation, hard-to-recover reserves, waterflooding methods, well flow rate, pressure, regulation, formation, well.

Введение

В настоящее время наряду с увеличением количества новых залежей возрастает и количество месторождений со сложными геологическими структурами (низкие проницаемости, неньютоновские нефти и сильно расчлененный геологический разрез), содержащие трудноизвлекаемые нефти. Такого типа месторождения требуют разработки и использования научно обоснованных методов и технических средств воздействия на пласт с целью повышения эффективности процессов добычи углеводородов, увеличения коэффициента нефтеотдачи пластов, совершенствования систем разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.

Во всем мире известно много достаточно активных технологий разработки как стран ближнего, так и дальнего зарубежья. Тем не менее открытие новых и разработка действующих месторождений позволили выявить ряд дополнительных геолого-физико-технологических факторов, такие как изменение градиента гидроразрыва пласта с учетом угла наклона ствола скважины, оптимальное и минимальное давление нагнетания для пластов с разными фильтрационными свойствами, периодичность изменения давления на устьях в нагнетательных и на забоях добывающих скважин, недостаточно полное их исследование приводило к снижению эффективности процессов выработки трудноизвлекаемых запасов. В работах [1-3] исследованы деформационные процессы, проявившиеся в продуктивных резервуарах, во время проведения технологических мероприятий по улучшению проницаемости

пласта. В основном в них показано, что эффективность интенсификационных процессов зависит от соотношения величин напряжения, изменения объема резервуара и пластового давления. При этом отмечено, что для максимального использования на практике возможности колебательных фильтрационных процессов флюидов, необходимо их численно моделировать в значительном объеме пласта [4, 5].

Для улучшения эффекта от принятой технологии разработки необходимо изменить объем рабочего агента нагнетаемого в поровое пространство трещиноватой системой. Седиментологические особенности пласта создают внутри него поверхности с различной формой и направленностью, которые могут отражать поток флюида и создают площадную проницаемостную анизотропию [6]. Для совершенствования системы воздействия предлагается использовать потокообразующие методы и обосновать оптимальное забойное давление в добывающих скважинах.

Детальный обзор литературы, посвященный исследованию фильтрационных процессов, показывает, что в современных технологиях и методах воздействия на залежах с трудноизвлекаемыми запасами не нашли должного обоснования теории и практики фильтрации флюидов, с учетом изменения структуры низкопродуктивного коллектора. Кроме этого требуется дальнейшее развитие теоретического положения по нестационарной пространственной фильтрации флюидов в деформируемой низкопродуктивной пористо-трещиноватой среде с учетом резкой колебательности коэффициентов проницаемости, гидропрово-

дности и энергии в многослойных пластах, оказывающие наиболее существенное влияние на процесс выработки трудноизвлекаемых запасов. Как показывает практика, эксплуатация многопластовых месторождений, увеличение добычи нефти путем совершенствования технологии выработки запасов из низкопродуктивных пластов равносильно открытию новых месторождений углеводородов.

Каждый применяемый метод воздействия на залежи исследуется и совершенствуется для улучшения условий фильтрации жидкости по пластам.

Результаты исследований позволили выявить влияние на производительность пласта и дебитов скважин, таких факторов, как неоднородное строение залежи по проницаемости, толщине и пористости трещиноватости пласта; водонефтяная зона; капиллярные силы; параметры сетки скважин; системы заводнения, вязкости нефти, воды и газа; работающая толщина, градиент давления [7].

В настоящее время разработка нефтяных месторождений со сложным геологическим строением и физико-химическими свойствами флюидов, насыщенных в продуктивных коллекторах, осуществляется с применением активных методов внутриконтурного воздействия, таких как блокового, очагового, площадного, ступенчатого и фигурного заводнения. С помощью указанных методов успешно ведется отбор запасов нефти, но, тем не менее, со временем выявляются отдельные участки с трудноизвлекаемыми запасами [8].

Несмотря на достигнутые успехи в деле повышения эффективности воздействия, до настоящего времени недостаточно решены задачи по оценке улучшения процесса выработки трудноизвлекаемых запасов в этих участках воздействия путем нагнетания в пласт некоторого объема воды через новые нагнетательные скважины, созданные путем их бурения или переводом действующих высокообводненных скважин под закачку. Одновременно проводятся в действующих скважинах работы по увеличению их производительности. При этом важный научный и практический интерес представляет выбор и обоснование метода воздействия, в каждом конкретном случае [9].

Методы

В работе исследования выполнялись на примере месторождения Узень (Казахстан). Поставленные задачи решались комплексно на основании современных представлений о строении сложнопостроенных залежей и математического моделирования процесса разработки. Использовались методы статистики, теории вероятности, и экспериментальные исследования в промысловых условиях.

Месторождение Узень является одним из крупных, со сложным термогидродинамическим состоянием пластов месторождений. Именно на этом месторождении проводились и проводятся наиболее крупные методы регулирования по интенсификации добычи нефти, такие как: ступенчатое, фигурное и очаговое заводнения, а также широко применяются мероприятия и новые технологии по повышению производительности скважин.

Для улучшения степени выработки запасов нефти из продуктивных залежей на месторождении Узень применялось ступенчатое заводнение СЗ [10].

Главной целью указанного метода является совершенствование ранее задействованной системы блокового заводнения. При этом, для создания ступенчатого заводнения были образованы новые нагнетательные ряды, расположенные перпендикулярно к существующим блоковым нагнетательным рядам. На месторождении Узень этот метод является одним из успешных используемых способов по активизации степени выработанности запасов нефти отдельных участков продуктивных залежей или эксплуатационных объектов (горизонтов). В настоящее время множество нефтяных месторождений вступают в третью и четвертую стадии разработки, которые характеризуются значительными объемами добычи попутной воды и низкой степенью выработанности запасов нефти из отдельных участков залежи.

На этих месторождениях, по-видимому, будет применяться и указанный метод регулирования. В связи с этим для рекомендации этого метода необходимо рассчитать и определить его технологическую эффективность, т.е. оценить величины основных технологических показателей (дебитов жидкости, нефти) после его внедрения.

Результаты расчета технологических показателей разработки, проведенного по формулам, указанных в работе [11], получены в условиях однородного пласта. Известно, что продуктивные углеводородсодержащие пласты неоднородны по своим физическим свойствам и геологическому строению, которые в свою очередь активно влияют на все технологические процессы, проявляющиеся в ходе добычи. Их влияния в первую очередь проявляются в величинах дебитов скважин и в темпах обводнения коллекторов.

Практика показывает, что расчетные показатели разработки нефтяных месторождений значительно отклоняются от фактических данных из-за влияния на их величины физических свойств и геологических строений, а именно: проницаемость, пористость, нефтегазоводонасыщенность, послойная и зональная неоднородности, прерывистость, зона слияния (разобнения) как по площади, так и по толщине пластов, а также вязкости нефти, газа и воды, их химического состава. В связи с этим в расчетах необходимо учитывать указанные факторы для того, чтобы расчетные данные наиболее реально описывали фактическое состояние эксплуатации залежи, участков месторождения при применении методов регулирования.

В формулах для определения дебитов рядов скважин при блоковом воздействии, предложенных в работе [10], необходимо ввести соответствующие коэффициенты, которые учитывают указанные природные факторы, а именно коэффициент охвата по объему залежи ($K_{\text{охв}}$), т.е. формулы в общем виде имеют следующий вид:

$$q_i = \frac{P_{ki} - P_c}{(\Omega_i + \Omega_{i+1} + \Omega_i)} \times K_{\text{охв}} \quad (1)$$

Известно, что $K_{\text{охв}}$ состоит из двух множителей, т.е. коэффициентов охватов по толщине ($K_{\text{охв.т}}$) и площади ($K_{\text{охв.пл}}$), а именно $K_{\text{охв}} = K_{\text{охв.т}} \times K_{\text{охв.пл}}$.

Тогда формула (1) имеет вид:

$$q_i = \frac{P_{ki} - P_c}{(\Omega_i + \Omega_{i+1} + \Omega_i)} \times K_{\text{охв}} \times K_{\text{охв.пл}} \quad (2)$$

Как показывает практика разработки нефтяных залежей месторождения Узень, величины коэффициента охватов по толщине и площади соответственно равны 0,6 и 0,8, т.е. значение $K_{\text{охв}} = 0,6 \times 0,8 = 0,48$.

Тогда формула (2) имеет вид:

$$q_i = \frac{P_{ki} - P_{ci}}{(\Omega_i + \Omega_{i+1} + \Omega_i)} \times 0,48. \quad (3)$$

Результаты расчетов показали, что средний дебит жидкости одной добывающей скважины до мероприятия находится в пределах 20,7 т/сутки, а фактическая величина этого показателя равна 22,7 т/сутки, т.е. расчетная величина меньше от фактического на 8,8%. Это показывает, что расчетная модель, созданная в виде формулы (3), наиболее реально показывает состояние технологических процессов, происходящих в пластах.

Величина фактического среднего значения дебита одной скважины по жидкости после внедрения ступенчатого заводнения (СЗ) составляет 34,1 т/сутки, что на 1,5 раза больше фактической величины этого показателя до мероприятия (таблица 1).

Таблица 1

Фактические значения дебитов жидкости и нефти, осредненные по всем участкам ступенчатого заводнения месторождения Узень

Кесте 1

Өзен кен орнының сатылы сулануының барлық учаскелері бойынша орташаланған сұйықтық пен мұнай дебиттерінің нақты мәндері

Table 1

Actual values of liquid and oil flow rates, averaged over all sections of step flooding of the Uzen field

№№	Осредненные величины дебитов скважин, т/сутки		Примечание
	нефти	жидкости	
1	16,0	19,1	
2	19,1	24,5	
3	18,6	22,7	
4	14,9	21,1	
5	10,6	22,5	
6	9,5	24,9	
7	10,1	24,7	
8	9,1	22,1	
9	20,4	40,0	Начало внедрения ступенчатого заводнения
10	22,0	45,9	
11	14,4	33,5	
12	12,9	32,2	
13	12,6	35,9	
14	11,2	35,0	
15	7,8	29,0	
16	6,0	25,1	

Это означает, что внедренное мероприятие позволило увеличить коэффициент охвата пласта по объему ($K_{\text{охв}}$) заводнением соответственно в 1,53 раза благодаря возникновению процессов перемены направления фильтрационных потоков, как по площади, так и по толщине участков залежи. Поэтому расчетную величину среднего значения дебита жидкости одной скважины при применении СЗ можно определить по следующему выражению:

$$q_{\text{ЖС+Б}} = \left(q_{\text{ЖС}} + \frac{q_{\text{ЖБ}}}{2} \right) \times K_{\text{охв}}, \quad (4)$$

где $q_{\text{ЖС+Б}}$ – дебит скважины по жидкости при совместной работе блокового и ступенчатого заводнений, т/сутки;

$q_{\text{ЖС}}$ – дебит скважины по жидкости при СЗ, т/сутки;

$q_{\text{ЖБ}}$ – дебит скважины по жидкости при работе блокового заводнения, т/сутки.

Как видно из уравнения (4) дебит скважины по жидкости из-за работы блокового заводнения делится на два, т.е. считается, что при внедрении данного метода общий дебит скважины будет увеличиваться за счет подключения в работу дополнительных пластов с их дебитом, равным половине суточной производительности до применения мероприятия.

Это предположение подтверждается многочисленными фактическими данными, полученными на основании обработки и анализа состояния эксплуатации продуктивных горизонтов месторождения Узень [9]. Тогда, уравнение (4) с учетом формул (1), (2) и (3) в общем виде можно представить в таком виде:

$$q_{\text{ЖС+Б}} = \frac{2\sigma \left[(P_{\text{НС}} - P_{\text{ЗДС}}) + \frac{\Omega_{\text{IC}} + \Omega_{\text{IC}+1} + \Omega_{\text{IC}+2}}{2(\Omega_{\text{IB}} + \Omega_{\text{IB}+1} + \Omega_{\text{IB}+2})} \times (P_{\text{НБ}} - P_{\text{ЗДБ}}) \right] \times K_{\text{охв}}}{S \times (\Omega_{\text{IC}} + \Omega_{\text{IC}+1} + \Omega_{\text{IC}+2})}, \quad (5)$$

где $P_{\text{НС}}$, $P_{\text{НБ}}$ – соответственно забойные давления в нагнетательных скважинах, действующих в ступенчатых и блоковых разрезающих рядах, МПа;

$P_{\text{ЗДС}}$, $P_{\text{ЗДБ}}$ – соответственно забойные давления в действующих добывающих скважинах, расположенных в ступенчатых и блоковых участках, МПа;

Ω_{IC} , $\Omega_{\text{IC}+1}$, Ω_{IB} , $\Omega_{\text{IB}+1}$ – соответственно, внешние фильтрационные сопротивления i и $i+1$ добывающих рядов, расположенных в ступенчатых и блоковых участках, R.E. Terry, J.B. Rogers, «Applied Petroleum Reservoir Engineering», 3rd ed., Pearson Education, $\frac{\text{МПа} \times \text{с}}{\text{м}^2 \times \text{м}}$;

w_{IC} и w_{IB} – соответственно, внутренние фильтрационные сопротивления i -го ряда, расположенного в ступенчатых и блоковых участках;

2σ и S – соответственно расстояние между скважинами и длина добывающего ряда.

Для оценки точности полученной формулы (5) был проведен расчет дебита одной скважины по жидкости в среднем, при вышеприведенных исходных данных, в условиях, когда внедряется дополнительный метод в виде ступенчатого заводнения.

Расчет процесса обводнения проводился по методическому подходу или приему М.М. Саттарова [11], с учетом уточнений некоторых моментов при применении дополнительного метода, а именно, ступенчатого заводнения.

При этом учитываются запасы участков, которые будут использоваться с учетом геологической неоднородности пластов, т.е. прерывистости, расчлененности и тупиковых зон. В связи с этим, на основании результатов анализа состояния эксплуатации величины запасов уменьшены на 30% с учетом вышеуказанных геологических неоднородностей для месторождения Узень [12].

В таблице 2 представлены расчетные и фактические показатели участков залежи месторождения Узень при применении блокового и ступенчатого заводнений.

Как видно из полученных данных, для того, чтобы повысить эффективность данного метода, необходимо в первую очередь снизить влияние степени неоднородности пластов на работу скважин.

Таблица 2

Расчетные и фактические показатели участков залежи месторождения Узень при применении блокового и ступенчатого заводнений

Кесте 2

Блоктық және сатылы су айдаудың қолдану кезіндегі Өзен кен орнының шоғыр учаскелерінің есептік және нақты көрсеткіштер

Table 2

Estimated and actual indicators of the Uzen deposit areas when using block and step flooding

Содержание нефти в составе добываемой жидкости доли ед.	Безразмерное время (τ), доли.ед				
	0,21	0,23	0,24	0,25	0,28
фактическое	0,41	0,42	0,40	0,35	0,20
расчетное	0,40	0,41	0,39	0,33	0,22
отклонение расчетного значения от фактического $\pm\%$	2,40	-2,38	-2,50	-5,70	+10,0

Для этого необходимо и в нагнетательных и в добывающих скважинах вскрывать продуктивные пласты, фильтрационные параметры которых идентичны между собой, а «старые» ранее перфорированные пласты с различными фильтрационными параметрами следует изолировать от процесса дренирования. Во-вторых, надо создать на устьях нагнетательных скважин повышенное давление нагнетания рабочих агентов, в частности воды, для активного подключения в работу отдельных интервалов или пропластков, с целью интенсификации выработки запасов. При увеличении значения P_y нагнетательной скважины увеличивается скорость фильтрации, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения, а также соответственно и коэффициента охвата, тем самым увеличивается степень выработки запасов.

В-третьих, необходимо установить оптимальную величину забойного давления в добывающих скважинах с целью создания рабочей депрессии, которая позволяет наиболее полно использовать энергетическую возможность

пластов. В-четвертых, необходимо произвести уплотнение сетки скважин с целью увеличения общего объема добываемой жидкости (нефти) путем перфорации в них только тех пластов, геологические строения и фильтрационные параметры которых в основном совпадают с ранее существующими системами воздействия.

Для дальнейшего повышения эффективности применения рассматриваемого метода необходимо через определенный период времени менять величины режимов работы как добывающих, так и нагнетательных скважин для создания неустановившегося состояния фильтрации жидкости по пластам или пропласткам, которые позволяют интенсивнее подключать к работе невыработанные запасы из малопродуктивных зон и участков. Если будет использовано для поддержания пластового давления нагнетание в пласт горячей воды, то эффективность будет еще выше.

Обсуждение полученных результатов

Получены формулы для определения дебита скважины при применении дополнительного метода заводнения, учитывая условия рассматриваемого месторождения.

В формулах для определения дебитов рядов скважин при блоковом воздействии, предложенных в работе [10], учитывались однородные пласты, природные факторы не были задействованы. Полученные формулы учитывают величина коэффициента охвата по толщине и площади, характерные для месторождения Узень.

Полученные результаты расчета показали, что дебит составил 32,6 т/сутки. При этом фактический дебит составляет 31,7 т/сутки. Как видно из сопоставления обоих данных погрешность составляет +2,8%, т.е. расчетный дебит незначительно отличается от фактического значения рассматриваемого показателя, что свидетельствует о достаточно высокой точности созданной математической модели работы призабойной зоны пласта и скважины (формула 5).

Для оценки достоверности полученных результатов был проведен анализ объема геолого-промысловых материалов и гидродинамических расчетов с целью сопоставления расчетных результатов по предложенной методике и фактических результатов, полученных при промысловых исследованиях.

Сравнение расчетных и фактических результатов свидетельствует о том, что расчетные величины доли нефти от фактических данных меньше в среднем на 10,6%, которые свидетельствуют о достаточно высокой точности разработанного методического приема (таблица 2).

Предложенные в работе математические формулы могут использоваться в расчетах для оценки технологической эффективности методов воздействий, а также при обработке результатов исследований скважин на месторождениях Узень, Жетыбай, Каламкас (Западный Казахстан).

Полученные результаты могут быть применены в соответствующих отделах и департаментах отраслевых научно-исследовательских и проектных институтов в качестве методических рекомендаций при анализе и проектировании разработки нефтяных месторождений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шунде Инь. Многофазное поропружное моделирование в полупространстве для деформируемых коллекторов. / Шунде Инь, М.Б. Дюссо, Лео Ротенбург. // Журнал нефтяной науки и техники. 2009. №64. С. 45-54 (на английском языке)
2. Дюссо М.Б. Взаимосвязь геомеханики и транспорта в нефтяной инженерии. // Основной доклад, в сборнике. Международная конференция «SHIMS Конференция по геомеханике», Перт, Австралия, 2008, Т. 2. – С. 21 (на английском языке)
3. Дюссо М.Б. Сейсмический мониторинг и геомеханическое моделирование. / М.Б. Дюссо, С. Инь, Л. Ротенбург, Х.Х. Хан. // Передовой край. 2007. Июнь. С. 610-620 (на английском языке)
4. Ротенбург Л., Карвалью-младший А.Л.П., Дассо М.Б. Работа горной группы над тахигидритом на калийном руднике Такари-Вассукас. // Материалы 6-й конференции по «Механическому поведению соли», Ганновер: 2007. – С. 9 (на английском языке)
5. Циркуляция ветров как палеогеографический индикатор: тематическое исследование формации Мангабейра возрастом 1,5-1,6 млрд лет. Кратон Сан-Франциско, северо-восток Бразилии, Докембрийские исследования. / М.Б. Баллико, К.М. Шерер, Н.П. Маунтни, Э.Г. Соуза, Ф. Чемале, С.А. Писаревский, А.Д. Рейс. 2017, 1-15 с. (на английском языке)
6. Бесли Б. Седиментологические и коллекторно-геологические исследования коллекторов Сурунского месторождения. // Наука. 2010 (на английском языке)
7. Айтқұлов А.У. Эффективность технологий разработки: Германия, Академическое издательство ЛЭПА ЛАМБЕРТА, 2015, С. 256 (на русском языке)
8. Терри Р.Э., Роджерс Дж.Б. Прикладная разработка нефтяных резервуаров. 3-е изд., Образование Пирсона, 2013, С. 387-392 (на английском языке)
9. Бисембаева К.Т. Совершенствование методов воздействия на нефтяные залежи многопластового месторождения: Ақтау, Полиграф, 2015, С. 103 (на русском языке)
10. Айтқұлов А.У. Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений: М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2000, С. 227 (на русском языке)
11. Саттаров М.М. Метод расчета темпов обводнения залежи в условиях водонапорного режима. Труды УфНИИ: Уфа: Баштехиздат, 1961, Вып. VII, С. 189-199 (на русском языке)
12. Месторождение Узень. Проблемы и решения. / Б.Т. Муллаев, А.Ж. Абитова, О.Б. Саенко, Б.Ж. Туркменбаева. Алматы, 2016, 424 с. (на русском языке)

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Шунде Инь. Деформацияланатын резервуарлар үшін жартылай кеңістіктегі көп фазалы порозластикалық модельдеу. / Шунде Инь, М.Б. Дюссо, Лео Ротенбург. // Мұнай ғылымы және инжиниринг журналы. 2009. №64. Б.45-54 (ағылшын тілінде)
2. Дюссо М.Б. Мұнай инженериясындағы геомеханика мен көліктің байланысы. // Негізгі баяндама, жинақта. «SHIMS Геомеханика халықаралық конференциясы», Перт, Австралия, 2008, Т. 2, Б. 21 (ағылшын тілінде)
3. Дюссо М.Б. Сейсмикалық бақылау және геомеханикалық модельдеу. / М.Б. Дюссо, С. Инь, Л. Ротенбург, Х.Х. Хан. // Жетекші жиек. 2007. Маусым. Б. 610-620 (ағылшын тілінде)
4. Ротенбург Л., Карвалью-кіші А.Л.П., Дассо М.Б. такари-вассукас калий кенішіндегі тахигидрит бойынша тау-кен тобының жұмысы. // «Тұздың механикалық әрекеті» бойынша 6-шы конференция материалдары, Ганновер: 2007 – Б. 9 (ағылшын тілінде)
5. Палеогеографиялық көрсеткіш ретінде жел айналымы: 1,5-1,6 миллиард жылдық Мангабейра формациясының жағдайлық зерттеуі. Сан-Франциско кратоны, Бразилияның солтүстік-шығысы, Кембрий алдындағы зерттеулер. / М.Б. Баллико, К.М. Шерер, Н.П. Маунтни, Э.Г. Соуза, Ф. Хемале, С.А. Писаревский, А.Д. Рейс. 2017, 1-15 б. (ағылшын тілінде)
6. Бесли Б. Суран кен орнының коллекторларын Седиментологиялық және коллекторлық-геологиялық зерттеу. // Ғылым. 2010 (ағылшын тілінде)
7. Айтқұлов А.У. Әзірлеу технологияларының тиімділігі: Германия, Лап Ламберт академиялық баспасы, 2015, Б. 256 (орыс тілінде)
8. Терри Р.Э., Роджерс Дж.Б. Мұнай цистерналарын қолданбалы дамыту. 3-ші басылым., Пирсонның Білімі, 2013, Б. 387-392 (ағылшын тілінде)
9. Бисембаева К.Т. Көп қабатты кен орнының мұнай кен орындарына әсер ету әдістерін жетілдіру: Ақтау, Полиграф, 201, Б. 103 (орыс тілінде)
10. Айтқұлов А.У. Мұнай кен орындарын игеруді реттеу процесінің тиімділігін арттыру: М.: ААҚ ВНИИОЭНГ, 2000, Б. 227 (орыс тілінде)
11. Саттаров М.М. Су қысымы жағдайында шөгінділерді суландыру қарқынын есептеу әдісі. Уфа ғылыми-зерттеу институты еңбектері: Уфа: Баштехиздат, 1961, Шығ. VII, Б. 189-199 (орыс тілінде)
12. Өзен кен орны. Мәселелері мен шешімдері. / Б.Т. Муллаев, А.Ж. Абитова, О.Б. Саенко, Б.Ж. Түрікменбаева. Алматы, 2016, 424 б. (орыс тілінде)

REFERENCES

1. Shunde Yin. Multiphase poroelastic modeling in semi-space for deformable reservoirs. / Shunde Yin, M.B. Dusseault, Leo Rothenburg. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2009. №64. P. 45-54 (in English)
2. Dusseault M.B. Coupling geomechanics and transport in petroleum engineering. // *Keynote paper, In Proc. SHIMS Int. Conf. on Geomechanics. Perth, Australia, 2008, Vol. 2, – P. 21 (in English)*
3. Dusseault M.B. Seismic monitoring and geomechanics simulation. / M.B. Dusseault, S. Yin, L. Rothenburg, H.X. Han. // *The Leading Edge*. 2007. June. P. 610-620 (in English)
4. Rothenburg L., Carvolho Jr. A.L.P., Dusseault M.B. Performance of a mining panel over tachyhydrite in Taquari-Vassouras potash mine. // *Proc. 6th Conf Mech Behavior of Salt, Hannover: 2007. – P. 9 (in English)*
5. Wind-pattern circulation as a palaeogeographic indicator: Case study of the 1.5-1.6 billion years. Mangabeira Formation, São Francisco Craton, Northeast Brazil, Precambrian Research. / Bállico M.B, Scherer C.M.S., Mountney N.P., Souza E.G., Chemale F., Pisarevsky S.A., Reis A.D. 2017, 1-15 p. (in English)
6. Besly B. Sedimentology and reservoir geology studies of reservoirs in the Surunskoye Field. // *Science Ltd*. 2010 (in English)
7. Ajtkulov A.U. E'ffektivnost' texnologij razrabotki: Germaniya, Akademicheskoe izdatel'stvo LEPA LAMBERTA, 2015, S. 256 [Ajtkulov A.U. Efficiency of development technologies: Germany, The academic publishing house of LAP LAMBERT, 2015, P. 256] (in Russian)
8. Terri R.E., Rodzhers Dzh.B. Prikladnaya razrabotka neftnyanykh rezervuarov. 3-e izd., Obrazovanie Pirsona, 2013, S. 387-392 [Terry R.E., Rogers J.B. Applied petroleum reservoir engineering. 3rd ed., Pearson Education, Inc., 2013, P. 387-392] (in Russian)
9. Bisembayeva K.T. Sovershenstvovanie metodov vozdejstviya na neftnyanye zalezhi mnogoplastovogo mestorozhdeniya: Aktau, Poligraf, 2015, S. 103 [Bisembayeva K.T. Improvement of methods of influence on oil deposits of a multi-layer field: Aktau, Polygraph, 2015, P. 103] (in Russian)
10. Ajtkulov A.U. Povyshenie e'ffektivnosti processa regulirovaniya razrabotki neftnyanyx mestorozhdenij: M.: OAO VNIIOE'NG, 2000. S. 227 [Ajtkulov A.U. Improving the efficiency of the process of regulating the development of oil fields: M.: JSC VNIIOENG, 2000. P. 227] (in Russian)
11. Sattarov M.M. Metod rascheta tempov obvodneniya zalezhi v usloviyax vodonapornogo rezhima. Trudy UfNII: Ufa: Bashtexizdat, 1961. Vypusk VII, S.189-199 [Sattarov M.M. Method for calculating the rate of reservoir watering under water pressure conditions. Proceedings of UfNII: Ufa: Bashtehizdat, 1961, Vol. VII, P. 189-199] (in Russian)
12. Mestorozhdenie Uzen': Problemy i resheniya. / B.T. Mullaev, A.Zh. Abitova, O.B. Saenko, B.Zh. Turkmenbaeva. Almaty, 2016, 424 s. [Uzen deposit. Problems and solutions. / B.T. Mullaev, A.Zh. Abitova, O.B. Saenko, B.Zh. Turkmenbaeva. Almaty, 2016, 424 p.] (in Russian)

Сведения об авторах:

Бисембаева К.Т., к.т.н., и.о. ассоц. профессора кафедры «Нефтехимический инжиниринг» Каспийского университета технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова (г. Актау, Казахстан), karlygasha_bissemb74@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-8213-7128>

Сабырбаева Г.С., к.т.н., и.о. ассоц. профессора кафедры «Нефтехимический инжиниринг» Каспийского университета технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова (г. Актау, Казахстан), gulzhans-a@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-0106-5431>

Хадиева А.С., Phd докторант кафедры «Нефтехимический инжиниринг» Каспийского университета технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова (г. Актау, Казахстан), hadieva_albina@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1123-0445>

Бекбаулиева А.А., к.т.н., и.о. ассоц. профессора кафедры «Нефтехимический инжиниринг» Каспийского университета технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова (г. Актау, Казахстан), bekbaulieva_aliya@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-8308-2088>

Авторлар туралы мәліметтер:

Бисембаева К.Т., т.ғ.к., Ш. Есенов атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті, «Мұнайхимиялық инжиниринг» кафедрасының қауымдастырылған профессор м.а. (Актау қ., Қазақстан)

Сабырбаева Г.С., т.ғ.к., Ш. Есенов атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті, «Мұнайхимиялық инжиниринг» кафедрасының қауымдастырылған профессор м.а. (Актау қ., Қазақстан)

Хадиева А.С., Ш. Есенов атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті, «Мұнайхимиялық инжиниринг» кафедрасының phd докторанты (Актау қ., Қазақстан)

Бекбаулиева А.А., т.ғ.к., Ш. Есенов атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті, «Мұнайхимиялық инжиниринг» кафедрасының қауымдастырылған профессор м.а. (Актау қ., Қазақстан)

Information about the authors:

Bisembayeva K.T., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Caspian University of Technology and Engineering named after Sh. Yessenova (Aktau, Kazakhstan)

Sabyrbayeva G.S., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Caspian University of Technology and Engineering named after Sh. Yessenova (Aktau, Kazakhstan)

Khadiyeva A.S., Phd Doctoral Student of the Department of Petrochemical Engineering of the Caspian University of Technology and Engineering named after Sh. Yessenova (Aktau, Kazakhstan)

Bekbauliyeva A.A., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Caspian University of Technology and Engineering named after Sh. Yessenova (Aktau, Kazakhstan)