

### **ТҮЙІН**

Мақалада мұнайдың технологиялық шығынына анықтама қарастырылып қолданылатын әдістерге салыстырмалы талдау жасалған. ҚР орын алған мұнайдың шығынын анықтау тәсілі негізделген, көмірсутегіндердің шығынын есептеу мысалы келтірілген. Қолданылатын тәсілдің халықаралық қалыптарға сәйкестіріп көрсетілген.

### **RESUME**

The article describes the technology of oil production, as well as its preparation to the regulatory requirements of commercial oil, offer installation of valves on a common respiratory gas stabilizing line, which eliminates the technological losses gas stabilizing system.

УДК 622.276.432

**С. Э. Ткатов**, магистрант,

**А. А. Мурзагалиева**, магистр, преподаватель,

**А. А. Рахимов**, кандидат технических наук, доцент

Западно-Казахстанский аграрно-технический университет им. Жангир хана, г.Уральск, РК

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПЛАСТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КЕНБАЙ**

#### **Аннотация**

В статье на основе обзора литературных источников сделан анализ и выбор оптимального варианта разработки для повышения нефтеотдачи пласта. Закачка воды с полимерами позволяет интенсифицировать текущую добычу углеводородного сырья, увеличивать степень извлечения углеводородов путем поддержания пластового давления.

***Ключевые слова:** Кенбай, углеводородоотдача, пласт, водорастворимые полимеры, разработка, месторождение, поддержание пластового давления, заводнение, продуктивный горизонт, дебит.*

Месторождение Кенбай было открыто в 1986 году и находится в эксплуатации с 1996 года. На 1 января 2006 года достоверные и прогнозныe запасы нефти на месторождении Кенбай составляли 4,7 миллионов тонн (33,6 миллионов баррелей), что соответствует приблизительно 2,3% от общих достоверных и прогнозных запасов нефти Компании Эмбаунайгаз. Добыча ведется с 15 горизонтов в отложениях мелового, юрского и триасового периодов, расположенных на глубине менее 1900 метров. Подсчет запасов нефти и газа произведен КазНИГРИ с участием сотрудников ВНИИГНИ и «Союзтермнефть» в 1990 году. Использован объемный метод подсчета. Подсчетные параметры определены по данным анализа кернa, а также на основании интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований. Определение категорий запасов произведено с учетом достигнутой степени изученности продуктивных комплексов отложений. Подсчет запасов по большинству пластов произведен для нефтяной и водонефтяной зон, поскольку последняя занимает, как правило, значительную долю от общей площади по залежи.

Воды продуктивных пластов МI, МII, МIII и ЮI, ЮII, ЮIII, ЮIV, ЮV, ЮVI, ЮVII участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай были отобраны и исследованы при опробовании скважин в процессе поисково-разведочного бурения.

Плотность их в стандартных условиях составляет 1152-1161 кг/м<sup>3</sup>, в пластовых — 1150-1158 кг/м<sup>3</sup>, минерализация — 192,7-215,0 г/л.

Воды относятся к слабометаморфизованным рассолам хлоркальциевого типа. В их составе концентрации ионов кальция изменяются от 3,05 до 4,2 г/л, магния — от 1,1 до 2,5 г/л,

содержание сульфатов не превышает 1,1 г/л. Величина первой солености составляет 91,5-92,8%\*экв. Они характеризуются плотностью 1030-1031 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 37,5-44,7 г/л. Общая жесткость варьирует от 79 до 170 мг-экв/л, рН среды нейтральная – до 6,98.

Вязкость, определенная по палеткам, в пластовых условиях равна 1,45-1,50 мПас, объемный коэффициент – 1,003. Значение рН находится в пределах 6,0-6,6. Из микрокомпонентов кондиционным (в отдельных пробах) является только йод. Количество его колеблется от 4,2 до 13,3 мг/л в водах меловых отложений до 24,2 в водах юрских пластов. Содержание остальных микрокомпонентов ниже минимальных промышленных концентраций: брома 182-186 мг/л, лития 0,09-0,23 мг/л, рубидия 0,02-0,65 мг/л, цезия 0,05 мг/л, стронция 71-155 мг/л, бора 2,0 мг/л. Коэффициент сжимаемости пластовых вод рассчитан эмпирическим путем и составляет  $4,1 \cdot 10^{-5}$ . Коэффициент динамической вязкости вод, рассчитанный для пластовой температуры 100<sup>0</sup>С, равен 0,282 мПас. Воды агрессивны по отношению к бетону и цементу и обладают весьма высокой коррозионной активностью к стали и металлам (медь, цинк, железо и др.).

В проекте эксплуатации месторождения Кенбай участка Восточный Молдабек запланировано проводить закачку вод в продуктивные пласты с целью повышения эффективности разработки данного месторождения. Анализ закачки и давления воды для ППД по месторождению Молдабек Восточный показывает, что при уменьшении объема суточной закачки ниже 1650 м<sup>3</sup>/сут. происходит резкое падение добычи жидкости. Увеличение объема закачки воды повышает с длительностью в 3-8 дней общую добычу жидкости что обусловлено сложностью геологического строения, литологической изменчивостью продуктивных горизонтов по площади и по разрезу, сложным физико-химическими свойствами добываемой нефти с высокой кинематической вязкостью (до 1876 мм<sup>2</sup>/с). Неравномерная общая закачка воды сказывается на объеме добычи жидкости и соответственно нефти, а также падении динамического уровня в скважинах, обусловленное снижением дебитов в точности повторяющая объемы закачки. Для стабилизации добычи нефти и закачки вода для ППД проведено обоснование объема и давления закачки воды для ППД по месторождению Восточный Молдабек.

Большинство скважин эксплуатируются механизированным способом и оборудованы штанговыми и винтовыми насосами.

Распределение фонда скважин по дебитам нефти и жидкости, обводненности по месторождению на дату представлены на рисунках 1 и 2.

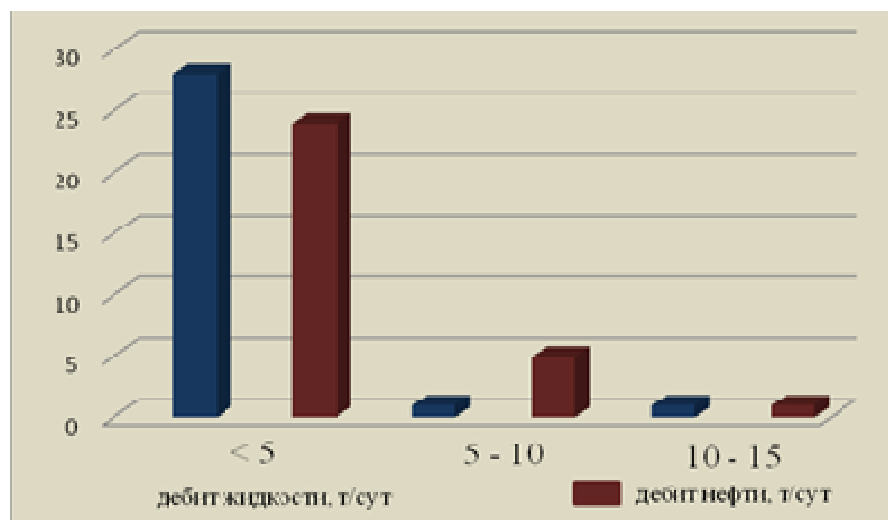


Рисунок 1 – Распределения добывающего фонда скважин по дебитам нефти и жидкости

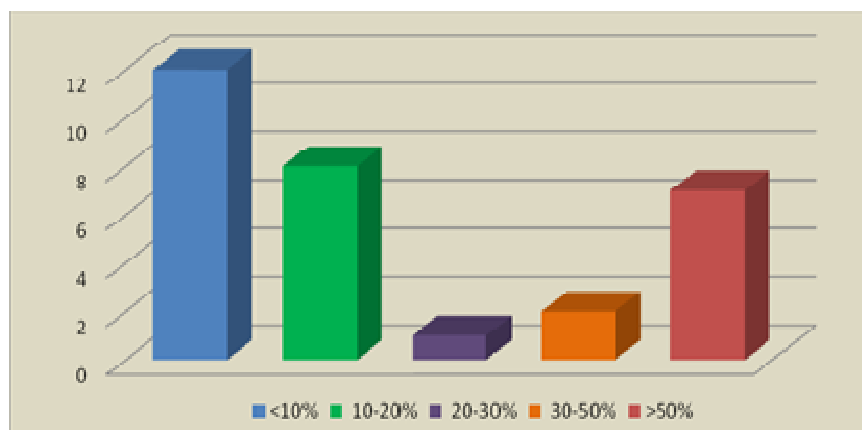


Рисунок 2 – Распределение добывающего фонда скважин по обводненности продукции

Из распределения скважин по обводненности видно, что на месторождении около 25% действующих эксплуатационных скважин имеют обводненность более 50%. Из них некоторые скважины имеют обводненность более 90%.

Таким образом, как приводится выше, месторождение имеет сложное геологическое строение, осложненное множественными тектоническими нарушениями. 25% из действующего эксплуатационного фонда имеет обводненность более 50%. Поэтому предлагается на месторождении на отдельно взятой скважине провести мероприятия по повышению нефтеотдачи скважины полимерным составом и одновременно уменьшить обводненность продукции на 20% и более.

На месторождении применяется девятиточечная площадная система «действия с сеткой скважин 500X500 м на 1, ПДП объектах разработки и приконтурное заводнение на IV объекте.

На каждом выделенном объекте скважины размещены равномерными квадратными сетками с плотностью 25 га/скважина и так взаимно расположены и равномерно смещены, что объединённая сетка всех объектов месторождения является квадратной сеткой с плотностью 6,25 га/скважина.

Применение девятиточечной схемы по каждому отдельному объекту позволяет:

- в случае разбуривания мало разведанных областей залежи временно разрезать сетку с последующим сгущением сетки до проектной. Так, по территории НГДУ бурение скважин будет проводиться в два этапа. В начале предусмотрено бурение скважин по разреженной сетке и по результатам эксплуатационного бурения сетка будет сгущаться до проектной.
- сгущать сетку на участках с повышенной эффективной толщиной нефтяных пластов;
- переводить скважины нижележащих объектов по техническим или геологическим причинам на вышележащий объект.

Сегодня нефтяные компании добывают три тонны воды на каждую тонну нефти, извлекаемой из истощающихся пластов. Более 40 миллиардов долларов тратится ежегодно на подготовку и утилизацию никому не нужной воды. Во многих случаях современные технологии ограничения водопритоков могут привести к значительному снижению затрат и увеличению добычи нефти [4].

В мире ежедневно добывается порядка 33 млн. м<sup>3</sup> воды вместе с каждыми 12 млн. м<sup>3</sup> нефти. Исходя из этого, многие нефтяные компании можно назвать «вододобывающими» компаниями. Расходы на подготовку и утилизацию воды очень высоки: в среднем от 5 до более чем 50 центов за 1 баррель воды, равный примерно 159 литрам. В скважине, работающей с обводненностью 80%, расходы на добычу и утилизацию воды могут доходить до 4 долларов за 1 баррель добываемой нефти. В некоторых частях Северного Моря добыча воды увеличивается со скоростью, равной падению добычи нефти [4].

Вода оказывает влияние на каждую стадию существования нефтяного месторождения в период его эксплуатации — от разведки, когда положение водонефтяного контакта (ВНК) абсолютно необходимо для определения геологических запасов нефти через разработку, добычу и до забрасывания месторождения. По мере добычи нефти из пласта, вода,

поступающая из подстилающих водоносных горизонтов или из нагнетательных скважин, в конечном счете, смешивается и добывается вместе с нефтью. Движение воды в пласте, скважине, наземных системах с ее последующей сепарацией и утилизацией либо закачкой в пласт для поддержания пластового давления – называется «циклом движения воды» (ЦДВ) [4].

Нефтяные компании стремятся к повышению эффективности добычи, и, как показывает практика, ограничение водопритоков является одним из самых быстрых и дешевых путей уменьшения эксплуатационных расходов и увеличения добычи углеводородов одновременно. Экономические показатели добычи воды в ЦДВ зависят от большого количества факторов — суммарного дебита жидкости, дебита нефти, свойств жидкости, таких как плотность нефти и соленость воды, — и наконец — от методов утилизации подтоварной воды. Эксплуатационные расходы, включающие в себя подъем, сепарацию, фильтрацию, прокачку и закачку воды в пласт, неизбежно увеличивают суммарные затраты. В дополнение к вышесказанному, расходы на утилизацию подтоварной воды могут меняться в очень широких пределах. Как показывают отчеты, они варьируются от 10 центов за баррель при сбросе подтоварной воды в океан с офшорных платформ до 1,5 долларов за баррель при транспортировке воды цистернами на земле. Хотя ограничение водопритоков само по себе сулит значительное сокращение затрат, его главное значение заключается в увеличении потенциально извлекаемых запасов нефти и текущей нефтеотдачи [4].

В промыслово-экспериментальных исследованиях завершающим этапом является оценка эффективности нового метода. В качестве основного показателя технологической эффективности методов ограничения водопритока в скважины принято использовать количество дополнительно добытой нефти и уменьшение объема попутной воды, добываемой вместе с нефтью [2].

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений.

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или газозатопленных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи. Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов [2].

Классификация методов увеличения нефтеотдачи (МУН):

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом:

*Тепловые МУН*

Паротепловое воздействие на пласт.

Внутрипластовое горение.

Пароциклические обработки скважин.

*Газовые МУН*

Закачка воздуха в пласт.

Воздействие на пласт двуокисью углерода.

Воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

*Химические МУН*

Химические МУН применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью.

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ.

Вытеснение нефти растворами полимеров.

Вытеснение нефти щелочными растворами.  
Вытеснение нефти композициями химических реагентов.  
Микробиологическое воздействие  
*Гидродинамические МУН*  
Интегрированные технологии.  
Барьерное заводнение на газонефтяных залежах.  
Нестационарное (циклическое) заводнение.  
Форсированный отбор жидкости

Применение сложного полимерного состава для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи пласта

В промысловой практике широкое применение нашли вязкоупругие и гелеобразующие составы, представляющие собой смесь водных растворов полиакриламида, бихромата натрия и лигносульфанта, взятых в определенных пропорциях, после реагирования компонентов которых состав превращается в упругую гелеобразную массу.

При создании изолирующего экрана на основе гелеобразующих составов, как правило, используют водорастворимые полимеры типа ПАА и КМЦ, бихроматы одновалентных металлов и восстановитель. Протекающая внутри системы реакция «сшивки» полимера приводит к образованию геля, непроницаемого для воды.

В данной работе на основании анализа и обобщения геолого-физических характеристик нефтяного месторождения Кенбай и состояния его разработки на участках с интенсивным обводнением высокопроницаемых зон коллекторов делается попытка по выявлению и обоснованию критериев выбора участка для создания технологии ограничения отбора воды и повышения нефтеотдачи пластов.

Проведение анализа причин обводнения добывающих скважин, которые определяются геолого-физическими особенностями продуктивных пластов, свойствами насыщающих пласт жидкостей, условиями разработки и состоянием призабойной зоны скважин предлагается обосновать применение технологии изоляции водопритоков на основе полимерного состава.

Результаты водоизоляционных работ предлагается провести по четырем критериям: дополнительной добычи нефти, изменению обводненности, изменению добычи воды, максимальному приросту дебита по нефти.

#### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

- 1 Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М: ООО Недра-Бизнес центр, 1999. – С. 56-172.
- 2 Газизов А.Ш., Кунеевская И.С., Кубарева Н.Н. Полимерные материалы для селективной изоляции пластовых вод. – Казань, 1975. Вып. XXVIII. – С. 164-176.
- 3 Газизов А.Ш. РД 39-23-1187-84. Инструкция по применению полиакриламида с глинистой суспензией в обводненных скважинах для увеличения добычи нефти и ограничения притока воды. Казань: НПО «Союзнефтепромхим», 1984. – С. 20.
- 4 Билл Бейли, Майк Крабтри и др. Диагностика и ограничение водопритоков //Нефтегазовое обозрение. Весна, 2001. – С. 44.

#### **ТҮЙІН**

Мақалада әдебиеттер көздеріне шолу негізінде қабаттың мұнай бергіштігін арттыру мақсатында полимер қосылған суды қабатқа кері айдау тәсілінің тиімді әдісін таңдау және талдау жасалған. Полимер қосылған суды кері айдау көмірсутекті шикізаттарды өндіру дәрежесін арттыруға мүмкіндік береді.

#### **RESUME**

According to the literature sources, in this article made analysis and choices the optimized method of engineering for improvement oil recovery. Reinjection of polymer with water allows to intensify the current production of hydrocarbon and increases extraction extent of hydrocarbons by maintaining reservoir pressure.