

Д.В. Булыгин¹, М.Ж. Досмухамбетов², А.А. Энгельс³

¹ООО «НПП «ДельтаОйл», г. Казань, deltaoil@ksu.ru

²АО «РД КазМунайГаз», г. Астана, M.Dosmuhambetov@kmgep.kz

³ТОО «Венсис-Ист», г. Алматы, A_engels@mail.ru

К ВОПРОСУ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «РД КАЗМУНАЙГАЗ»

В статье на примере нефтяных и нефтегазовых месторождений Республики Казахстан обсуждаются вопросы оптимизации применения и оценки эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ). Отмечается, что одним из путей повышения эффективности применения ГТМ является тщательный подбор объектов и технологий воздействия на основе геологической модели пласта. Обсуждаются пути повышения надежности планирования и оценки эффективности проведения мероприятий.

Разнообразие условий применения, несовершенство методов подбора объектов и технологий воздействия приводит к частому возникновению ситуаций, когда высокоэффективная технология дает отрицательный результат. Из-за неправильного выбора технологии для данного объекта разработки до 30% от общего количества скважино-операций являются неэффективными. Перед специалистами поставлена задача увеличения добычи нефти за счет проведения ГТМ и обеспечения ежегодного снижения эксплуатационных затрат на добычу 1 т нефти. Залогом рентабельной добычи нефти служит тщательное обоснование горно-геологических условий для базовых видов мероприятий. Это позволит повысить успешность применения ГТМ и заменить неэффективные технологии эффективными.

Анализ геологических моделей, построенных по месторождениям АО «РД КазМунайГаз» показал, что можно выделить семь групп факторов, которые следует учитывать при выборе методов воздействия на пласт. К ним относятся следующие геологические особенности:

1. Лито-фациальная зональность/совместное залегание в разрезе и плане низко- и высокопроницаемых пластов;
2. Приуроченность к зоне флюидонасыщенности;
3. Экранирующее влияние тектонических нарушений;
4. Низкая проницаемость и высокая глинистость пород-коллекторов;
5. Различие типов коллекторов;
6. Термодинамические условия (температура пласта, температура насыщения нефти парафином);
7. Состав и свойства пластовых флюидов (вязкость нефти, содержание асфальтосмолопарафинистых веществ).

Геологические особенности 1-4 групп имеют ограниченное распространение по площади залежи. Даже в пре-

делах небольшого участка наблюдается существенная изменчивость этих характеристик пласта, что оказывает сильное влияние на характер работы отдельных скважин и эффективность проведения ГТМ. Группы 5-7 имеют одинаковое влияние на работу скважин по всей площади. Рассмотрим примеры локального распространения факторов:

1. Лито-фациальная зональность формирует проницаемую и толщинную неоднородность пластов, зоны выклинивания и замещения коллекторов. В результате образуются неоднородные природные резервуары, в которых имеет место совместное залегание в разрезе и в плане низко- и высокопроницаемых пластов. При заводнении таких пластов возникает неравномерность выработки пластов заводнением по площади и разрезу за счет опережаю-

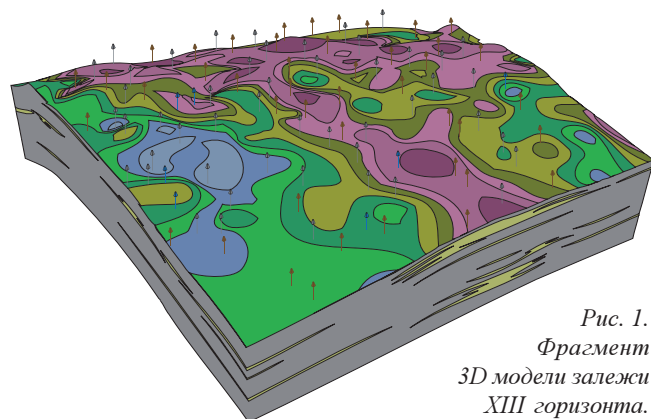


Рис. 1. Фрагмент 3D модели залежи XIII горизонта.

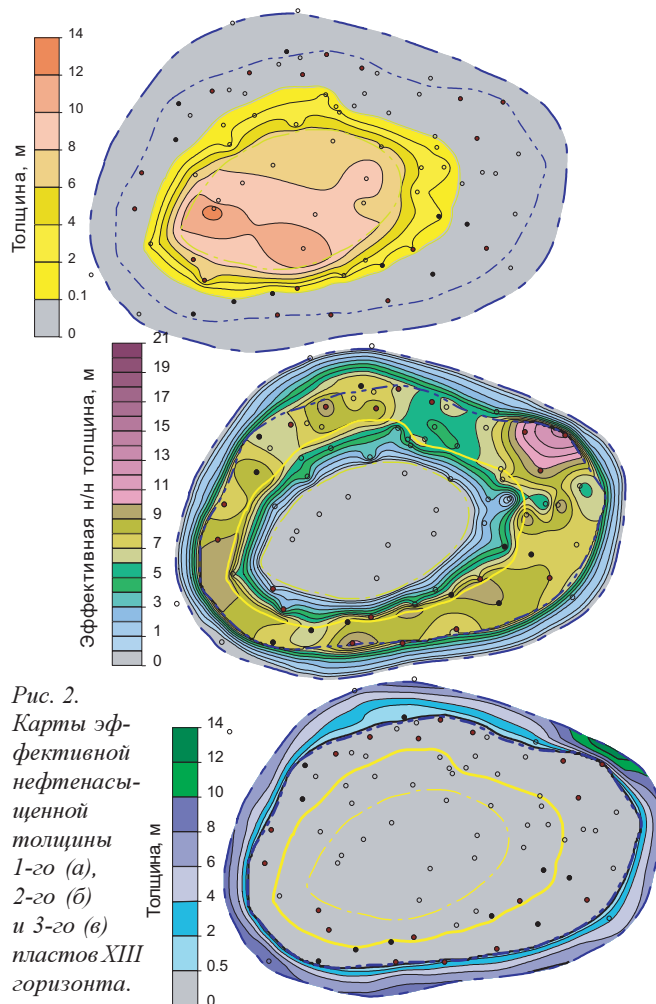
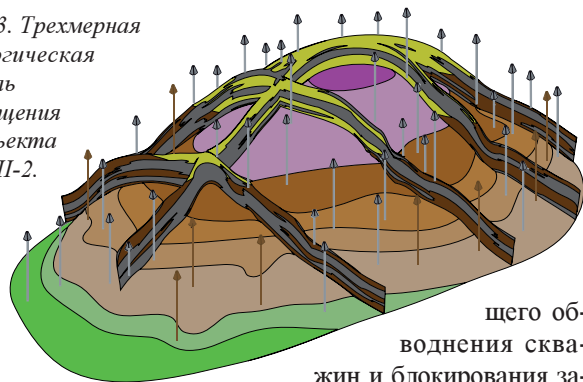


Рис. 2. Карты эффективной нефтенасыщенной толщины 1-го (а), 2-го (б) и 3-го (в) пластов XIII горизонта.

Рис. 3. Трехмерная геологическая модель насыщения II объекта J3 VIII-2.



щего обводнения скважин и блокирования запасов невыработанной нефти в зонах, неохваченных заводнением. К моменту обводнения низкопроницаемые пласты, вскрытые перфорацией, все еще содержат значительные запасы нефти. Из-за опережающей выработки высокопродуктивных коллекторов постепенно ухудшается качество запасов нефти. Лито-фациальная зональность определяет степень гидродинамической взаимосвязи между областью нагнетания и отбора. Так, в однотипных по строению пла-

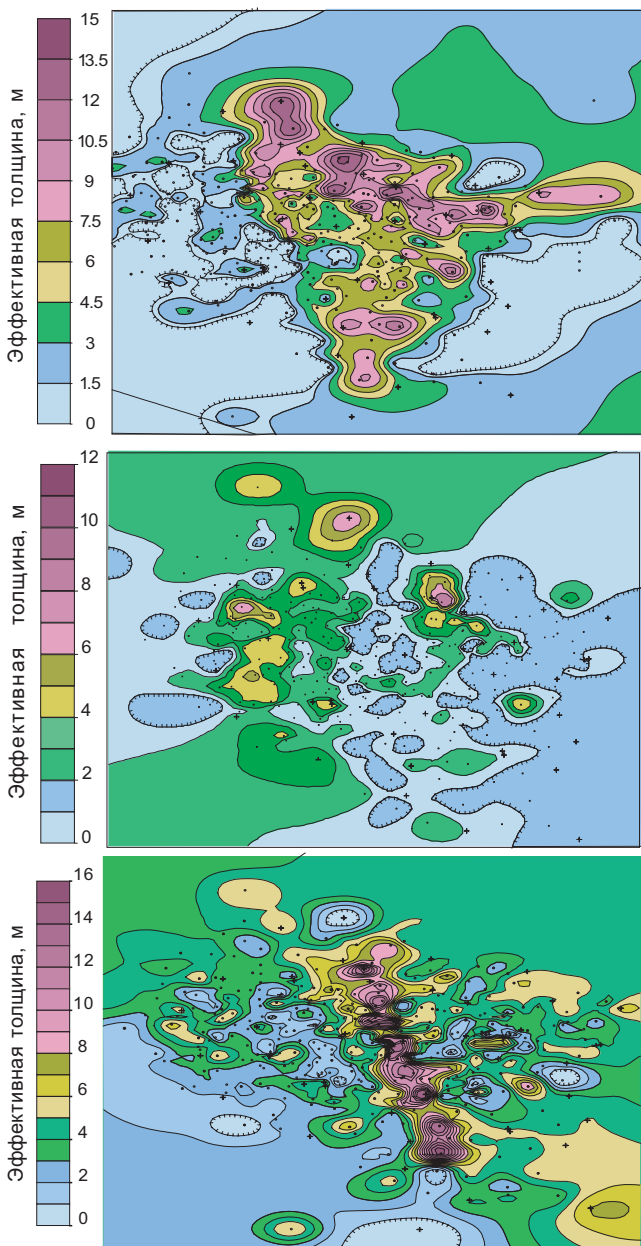


Рис. 4. Карты эффективной газо-(а), нефте-(б) и водонасыщенных (в) толщин II объекта J3 VIII-2.

тах, вскрытых в нагнетательных и добывающих скважинах, улучшается взаимодействие скважин и их реакция на применение ГТМ. При наличии тонкослойных линзовидных пластов такая реакция может не наблюдаться вовсе. В пределах участка могут располагаться несколько типов лито-фа-

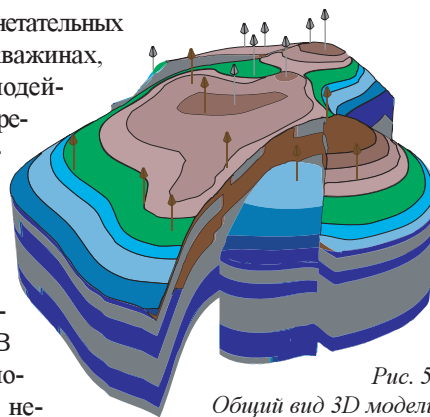


Рис. 5. Общий вид 3D модели залежи I альбского горизонта.

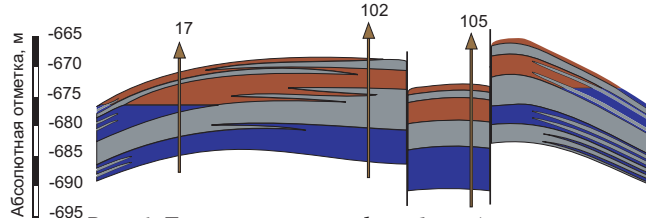


Рис. 6. Геологический профиль I альбского горизонта.

циальных зон. Например, область активных запасов часто связана с зоной развития дельтовых (или палеорусловых) отложений. Трудноизвлекаемые запасы обычно приурочены к различным фациальным типам, характеризующим осадки междельтовых областей. С точки зрения эффективности применения методов повышения нефтеотдачи пластов это совершенно различные условия.

В качестве примера приведем залежь XIII горизонта месторождения Карамандыбас, приуроченную к келловейскому ярусу верхней юры. Литологически отложения представлены чередованием песчаников, алевролитов и глин. Фациальный состав природного резервуара неоднороден. Так, по геологической модели, построенной с опорой на сейсмические отражающие горизонты и данные глубокого бурения, выделяется линейно вытянутое погребенное тело сложной формы. Из рис.1 видно, что развитие мощных песчаных образований четко прослеживается по карте эффективной толщины, вынесенной на кровлю модели (сиреневый цвет) и боковой грани блок-модели (желтый цвет).

По картам эффективных толщин, построенных отдельно по 1-му, 2-му и 3-му пластам (Рис. 2), можно проследить различие геологического строения. В верхней и нижней частях XIII-го горизонта прослеживаются песчаные отложения значительной мощности. Причем по верхнему 1-му пласту в субмеридианальном направлении отмечается область развития песчаных отложений с эффективной нефтенасыщенной толщиной в пределах от 6 до 15 м (Рис. 2 а). По своей морфологии и коллекторским свойствам данные образования могут быть отнесены к отложениям палеodelты. В западном направлении имеет место

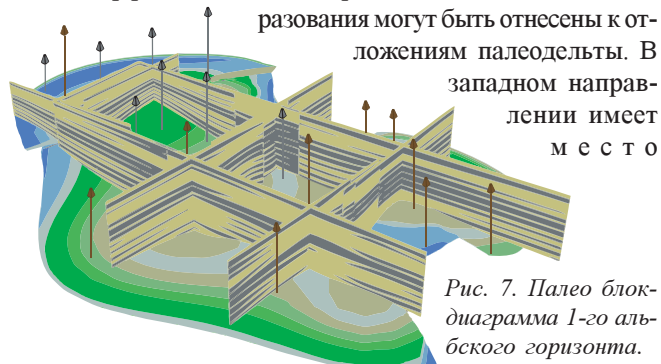


Рис. 7. Палео блок-диаграмма I-го альбского горизонта.

резкое ухудшение коллекторских свойств. В субширотном направлении отмечается наличие палеоканала. Из рис. 2 б следует, что для 2-го пласта дельтовые отложения отсутствуют. По 3-му пласту (Рис. 2в) вновь отмечается узкое линейно-вытянутое в субмеридианальном направлении песчаное тело. Эффективная нефтенасыщенная толщина его колеблется от 8 до 17 м (Рис. 3) при средней проницаемости 0,2 – 0,4 мкм². По своим характеристикам песчаные образования нижней части XIII-го горизонта могут быть отнесены к баровым отложениям. К выводам о наличии погребенных дельтовых отложений в составе XIII-го горизонта по результатам обработки сейсморазведки 3D пришли и авторы работы (Кульсариев и др., 2003).

2. Приуроченность к зоне флюидонасыщенности также является важным фактором, определяющим эффективность применения различных видов ГТМ. Это особенно актуально для небольших месторождений, где в пределах небольшой площади присутствуют газонефтяная и водонефтяные области. В качестве примера приведем месторождение Западная Прорва. На рис. 3 показано строение II объекта J3 VIII-2 по данным построения 3-D геологической модели.

На рис. 4 показаны карты эффективной газо-(а), нефте-(б) и водонасыщенных (в) толщин II объекта J3 VIII-2 месторождения Западная Прорва. Следует отметить, что из общей площади залежи только проценты запасов приходится на нефтяную зону. Значительные запасы нефти приурочены к водонефтяной и нефтегазовой зонам. Сложный характер распределения насыщенности создает условия преждевременного обводнения скважин в пределах водонефтяной зоны. В подгазовой области возможен прорыв газа из газовой шапки. В зависимости от области флюидонасыщенности должен подбираться вид ГТМ и способ оценки его эффективности. На месторождениях подобного типа перспективно применение ремонтно-изоляционных работ (РИР) для изоляции притоков воды и газа. Причем, в отличие от больших по размерам залежей, где участки применения ГТМ относятся только к одной зоне флюидонасыщенности, для небольших месторождений нефти один участок может принадлежать к различным по насыщенности зонам.

3. Наличие тектонических нарушений также осложняет условия применения методов повышения нефтеотдачи. В качестве примера приведем строение 1-й залежи альбского месторождения Акинген, в пределах которого выделяется четыре самостоятельных блока (Рис. 5), гидродинамически не связанных между собой. Об этом свидетельствует различное положение ВНК, отмеченное в пределах каждого тектонического блока, как это хорошо видно из геологического профиля, представленного на рис. 6.

Под действием экранирующего влияния тектонических нарушений происходит образование обособленных, гидродинамически не связанных областей. В пределах каждого блока происходит формирование локальных залежей, которые имеют все необходимые атрибуты: внешние и внутренние контуры нефтегазоносности, отметки водо- и газонефтяного контактов, запасы, различный состав и свойства нефтей. Так в пределах залежи 1 альбского горизонта месторождения Акинген по отдельным блокам отметка ВНК различается на 5,4 м, а для апт-неокомской залежи на 10,1 м. Подобные залежи, ввиду их гидродинамической изолированности, являются самостоятельными объектами повышения нефтеотдачи пластов. Отметим, что тектоническая перестройка территории произошла позднее нижнемелового времени.

Поэтому, для правильной корреляции пластов по площади следует построить палеоструктурную модель (Рис. 7), которая позволяет исключить влияние разломов.

4. Низкая природная проницаемость и высокая глинистость пород-коллекторов снижают эффективность внутриконтурного заводнения. Под действием этого фактора может резко снижаться степень активности законтурных вод в краевых частях залежей и в пределах водонефтяных зон. Характерным примером этого является низкопроницаемая краевая часть XIII горизонта месторождения Карамандыбас. От проницаемости зависит гидропроводность пласта и приемистость нагнетательных скважин. В низкопроницаемых пластах возрастает степень риска применения большинства ГТМ, снижается абсолютная величина прироста извлекаемых запасов нефти.

К площадным относятся факторы, которые имеют близкие значения в пределах всей залежи нефти, но сильно отличаются для различных нефтегазоносных комплексов.

5. Тип коллектора для всех надсолевых отложений это терригенные коллекторы, а для подсолевых – карбонатные. Естественно, для них нужно планировать разные методы воздействия и закладывать различную эффективность.

6. Температура пласта (Т) по различным месторождениям АО «РД КазМунайГаз» колеблется от 19 до 105 °С и выше (Воцалевский и др., 2005) В то же время в пределах одной залежи ее можно принять практически постоянной. От температуры пласта особенно зависит эффективность технологий физико-химического воздействия на пласт. Например, устойчивость гелевых систем на основе полиакриламида, применяемых для перераспределения фильтрационных потоков путем снижения фильтрационных сопротивлений высокопроницаемых пропластков, промытых заводнением, ограничена $T = 70$ °С.

7. Температура насыщения нефти парафином также может оказывать сильное влияние. Так для условий месторождения Узень температура насыщения пластовой нефти парафином (58 °С) близка к пластовой T (60 – 65 °С). Нефти в пластовых условиях маловязкие 3,0 – 4,5 мПа*с. Для сохранения пластовой температуры и предотвращения выпадения парафина в пластовых условиях, начиная с 1969 г. применялся метод воздействия на залежь горячей водой (Герштанский, 2004; Зайцев, 2005; Мелик-Пашаев, 1979). Вода, подогретая до 90 °С при достижении забоев скважин имела 60 °С. Т.е. нагнетание горячей воды по существу не предусматривало теплового воздействия на залежь, а преследовало цель сохранение первоначальной термодинамической обстановки.

Если этого не происходит, то в прискважинной зоне пласта отлагаются асфальто-смоло-парафиновые вещества (АСПВ). Для периодического растворения АСПВ широко используются различные виды растворителей. Для практических целей вязкость нефти и содержание АСПВ также можно принять постоянными в пределах одной залежи нефти.

Помимо горно-геологических условий на эффективность применения ГТМ воздействует целый ряд геологических факторов.

Прежде всего, к ним относится наличие запасов нефти, пригодных для проведения ГТМ. Именно величина запасов данной категории (типа) характеризует потенциальные возможности метода воздействия и определяет количество объектов, которые могут быть подвергнуты данному виду воздействия. Этот фактор отражает, в основном, природ-

ные условия. Например, для глиносодержащих коллекторов известно явление набухания глин монтмориллонитового состава под действием закачки пресных вод. Следовательно, областью возможного использования технологий, предотвращающих диспергирование и набухание глин, служат запасы нефти, приуроченные к глиносодержащим коллекторам. Другой пример – для успешного применения растворителей асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) необходимы скважины, в призабойной зоне которых происходит отложение асфальтосмолопарафиновых веществ. При их отсутствии применение технологий растворения АСПВ не целесообразно. Этот факт следует учитывать, отдавая предпочтение технологиям с широкой областью практического использования.

Возможные резервы добычи нефти от применения ГТМ связаны также с фактическим состоянием разработки. Есть залежи, на которых все существующие технические и технологические возможности уже использованы, а текущее состояние разработки отвечает предельной нефтеотдаче для данных геологических условий. Типичным примером является месторождение Доссор, расположенное в Макатском районе Атырауской области. Месторождение приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре и разрабатывается с 1911 г. (Воцалевский и др., 2005). В настоящее время оно находится на завершающей стадии разработки и характеризуется достижением предельного для месторождений данного типа коэффициентом нефтеотдачи.

Метод подбора объекта (скважины, участка) часто может оказаться решающим фактором для эффективного проведения ГТМ. В зависимости от условий эффективность ГТМ может различаться на порядок. Возникают ситуации, когда в неблагоприятных условиях даже эффективная технология дает отрицательный результат. Низкоэффективная технология, проведенная в благоприятных условиях, также может показать неплохой результат.

Современные требования к подбору объектов для проведения того или иного вида ГТМ заключаются в привлечении геолого-технологической модели для анализа текущего состояния выработки пласта заводнением (Таскинбаев, 2003). В качестве основного критерия для выбора участка под обработку является несоответствие показателей текущей обводненности и выработанности. Если имеет место существенное превышение обводненности продукции над выработанностью, то говорят о неравномерности продвижения фронта вытеснения и наличии прорыва нагнетаемых вод по наиболее проницаемым прослоям. Несоответствие показателей текущей обводненности и выработанности свидетельствует о наличии отклонений текущих показателей разработки от утвержденных проектных показателей и несоответствии фактического состояния разработки геологическим условиям залежи. Отрицательный факт, свидетельствующий о неэффективной разработке, вызывает необходимость проведения ГТМ.

На сегодняшний день в Республике Казахстан применяется множество технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), и интенсификации добычи нефти (ИДН). Проблема состоит в рекомендации к дальнейшему внедрению только наиболее эффективных и экономически целесообразных технологий. Проблема осложняется тем, что по существующей практике весь получаемый эффект относится к категории так называемой «дополнительной» добычи нефти. Между тем, можно четко разграничить дополни-

тельную добычу нефти в зависимости от цели применения мероприятий. Так, применение методов повышения нефтеотдачи пластов преследует цель увеличения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН). При этом вся дополнительная добыча нефти считается полученной за счет прироста извлекаемых запасов. Проведение методов интенсификации добычи нефти способствует достижению проектного КИН в рамках утвержденных извлекаемых запасов нефти. Цель данного мероприятия – досрочное извлечение нефти. Проведение капитального ремонта скважин (КРС) также способствует достижению проектного КИН, но другими средствами – путем восстановления добычи нефти.

Раздельный учет эффектов от применения каждой группы мероприятий позволяет дифференцированно подойти к оценке эффективности ГТМ, а принятый в настоящее время термин «дополнительная добыча нефти» заменить более узкоспециализированными понятиями, различающимися видом мероприятия и целью воздействия. В результате, для каждой группы ГТМ, возникает своя последовательность действий, включающая следующие технологические операции: подбор объектов ⇒ планирование технологической эффективности ⇒ оценка технологической эффективности ⇒ оценка экономической эффективности. Таким образом, принцип учета эффективности проведения каждой технологии ПНП, ИДН и КРС рассматривается в зависимости от цели мероприятий в тесной связи с геологическими условиями применения и текущим состоянием разработки. Это позволит получить реальные представления о возможностях технологий и оценить экономическую и социальную целесообразность их внедрения.

Выводы

1. Анализ геологического строения и особенностей разработки, проведенный по результатам построения геологических моделей типичных месторождений АО «РД КазМунайГаз» позволил выделить факторы, от которых зависит эффективность геолого-технических мероприятий.
2. Методика работы с мероприятиями должна представлять единый технологический процесс, включающий моделирование, подбор объектов, видов ГТМ, оценку и прогноз эффективности.
3. Масштабы внедрения целого ряда технологий воздействия определяются их потенциальными возможностями и наличием естественных природных ресурсов.

Литература

- Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е., Искужиев Б.А. и др. *Месторождения нефти и газа Казахстана*. Справочник. Алматы. 2005.
- Герштанский О.С. Добыча высокопарафинистой нефти на поздней стадии разработки многопластовых месторождений Казахстана. *Нефтяное хозяйство*. № 8. 2004. 110-113.
- Зайцев В.М., Кожабегенов М.М. Анализ эффективности методов воздействия на продуктивные пласты Узеньского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. № 5. 2005. 12-16.
- Каушанский Д.А., Батырбаев М.Д., Утешинов Н.А., Мустафаев А.А., Рахатова К., Демьяновский Б.В. Промысловые испытания полимерно-гелевой технологии «Гемпокрин» в условиях нефтяного месторождения Узень. *Нефтяное хозяйство*. № 3. 2003. 59-61.
- Кульсариев К.У. и др. Новые перспективы месторождения Карамандыбас. *Нефтяное хозяйство*. № 7. 2003. 52-55.
- Мелик-Пашаев В.С. *Геология, разведка и разработка нефтяных месторождений*. М.: Недра, 1979.
- Таскинбаев К.М. Перспективы и проблемы совершенствования методов увеличения нефтеотдачи ОАО «Эмбаунайгаз». *Нефтяное хозяйство*. № 7. 2003. 64-67.