



(51) МПК
E21B 43/30 (2006.01)
E21B 43/16 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
 ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

- (21) (22) Заявка: **2005105146/03**, **2005.02.24**
- (24) Дата начала отсчета срока действия патента:
2005.02.24
- (43) Дата публикации заявки: **10.08.2006**
- (45) Опубликовано:**27.01.2007**, Бюл № 3
- (56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **RU 94025976 A1, 10.06.1996. SU 1806261 A3, 30.03.1993. RU 2148166 C1, 27.04.2000. SU 1806262 A3, 30.03.1993. RU 2067166 C1, 27.09.1996. RU 2096592 C1, 20.11.1997. RU 2085713 C1, 27.07.1997. RU 2204700 C1, 20.05.2003. US 4787449 A, 29.11.1988.**

Адрес для переписки:
628616, Тюменская обл., г. Нижневартовск, ОПС 16, а/я 1178

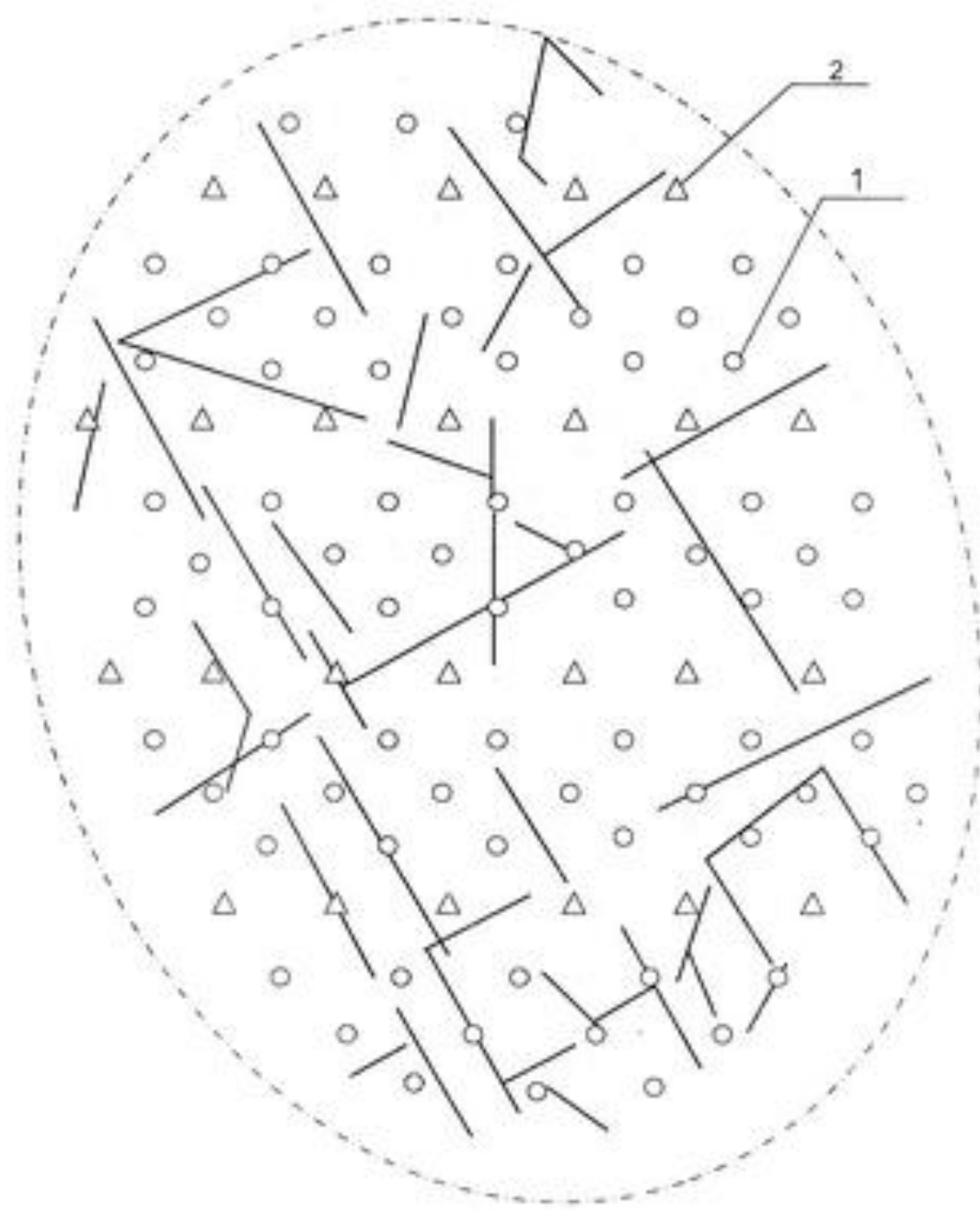
- (72) Авторы:
**Трофимов Александр Сергеевич (RU);
 Леонов Василий Александрович (RU);
 Кривова Надежда Рашитовна (RU);
 Зарубин Андрей Леонидович (RU);
 Сайфутдинов Фарид Хакимович (RU);
 Галиев Фатых Фаритович (RU);
 Платонов Игорь Евгеньевич (RU);
 Леонов Илья Васильевич (RU)**
- (73) Патентообладатель(и):
**Трофимов Александр Сергеевич (RU);
 ООО Научно-исследовательский институт
 "СибГеоТех" (RU)**

(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

(57) Реферат:

Изобретение относится к разработке месторождений углеводородов нефтяных, газовых, газоконденсатных и газонефтяных пластов, к выбору оптимального расположения скважин на площади углеводородного пласта с учетом его геотехнологических особенностей. Способ является альтернативой более капиталоемкой технологии разработки, включающей бурение горизонтальных скважин и искусственное проведение гидроразрывов пласта, поскольку она предполагает эффективно использовать уже имеющиеся естественные разрывные (геологические) нарушения. Обеспечивает повышение эффективности разработки. Сущность изобретения: способ включает установление на площади углеводородного пласта местоположения систем разрывных нарушений, размещение добывающих скважин вблизи них, а нагнетательных скважин за пределами или

в пределах зон,ограниченных этими разрывными нарушениями, добычу углеводородов через добывающие скважины. Согласно изобретению определяют гидравлическую связь разрывных нарушений со скважинами и/или другими разрывными нарушениями и состав добываемых из них флюидов-углеводородов и воды, управляют фильтрационными сопротивлениями между скважинами и разрывными нарушениями и, при притоке воды из-за контура нефтеносности или от нагнетательных скважин, увеличивают фильтрационные сопротивления между скважинами и разрывными нарушениями путем закачки водоизоляционных составов через добывающие или нагнетательные скважины или через скважины, которые для этого бурят, на контуре нефтеносности вблизи разрывных нарушений на линии тока воды, при этом переводят скважины из одной категории в другую, 3 н. и 19 з.п. ф-лы, 1 табл., 8 ил



Фиг. 1

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может найти применение при разработке углеводородной залежи с трещиновато-поровым коллектором, в частности к выбору оптимального расположения скважин с учетом геотехнологических особенностей продуктивного пласта. Предлагаемый способ является альтернативой более

5

капиталоемкой технологии разработки, включающей бурение горизонтальных скважин и искусственное проведение гидроразрывов пласта, поскольку она предполагает эффективно использовать уже имеющиеся естественные разрывные (геологические) нарушения.

Известен способ разработки месторождений нефти и газа, состоящий в бурении скважин с поверхности земли в нефтяной пласт, которые располагают по равномерно-переменной

10

сетке, то есть системе скважин с их шахматным расположением (Ш.К.Гиматудинов, Ю.П.Борисов и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1983 г.).

15

Недостатком известного способа является большое количество эксплуатационных скважин, расположенных без учета геотехнологических особенностей пласта (пластов), с низкой производительностью (дебитом нефти и расходом закачиваемой воды).

20

Известен способ разработки залежи углеводородов (авторское свидетельство № 1806262 от 30.03.93 г., Е 21 В 43/30, 43/20, бюллетень № 12 от 30.03.1993 г.), где с целью устранения перечисленных недостатков предусмотрено: установление на площади залежи местоположения систем разрывных нарушений продуктивного пласта, бурение добывающих и нагнетательных скважин на площади залежи, добыча углеводородов через добывающие скважины, размещенные в пределах систем разрывных нарушений (длины и ширины) на равном расстоянии, а нагнетательные скважины размещают за пределами разрывных нарушений. Также известен способ (авторское свидетельство №1806261 от 23.12.1991 г., Е 21 В 43/30, 43/00, бюллетень № 12 от 30.03.1993 г.), суть которого в том, что на стадии разведки до бурения эксплуатационных скважин для залежи строится карта системы разрывных нарушений (используют данные космо- и аэрофотосъемки территории, данные сейсмических исследований, результаты гравиметрии, магнитометрии, радиометрии местности и данные полевой геофизики), по построенной карте определяют места для бурения скважин таким образом, чтобы все они оказались в зонах разрывных

25

30

35

нарушений. После чего в назначенных местах известными способами бурят скважины и производят добычу нефти и газа. Известен также способ разработки залежей углеводородов в трещинных коллекторах (авторское свидетельство № 2148166, Е 21 В 43/30 от 27.10.2000 г.), по способу проводят комплекс геофизических и скважинных исследований, на основе полученных данных строят сейсмические разрезы и их палеорекострукции, определяют по ним геологические границы продуктивных пластов. Устанавливают местоположение зон разрывных нарушений, выделяют зоны неотектонических подвижек пласта. Бурят продуктивные скважины на выделенных участках вблизи разрывных нарушений.

40

Недостатком предложенных способов является то, что размещение нагнетательных скважин за пределами разрывных нарушений снижает расход закачиваемой воды, что требует для компенсации отбора углеводородов большего количества нагнетательных скважин.

Известен способ (прототип) разработки нефтяного месторождения в трещинных коллекторах (заявка на изобретение № 94025976, Е 21 В 43/30 от 10.06.1996 г.), включающий установление на площади углеводородного пласта местоположения систем разрывных нарушений, бурение добывающих скважин в пределах систем разрывных нарушений и добычу углеводородов через добывающие скважины. С целью уменьшения количества скважин, повышения коэффициента нефтеизвлечения и увеличения средней производительности скважин, добывающие скважины размещают в центрах пересечений продольных зон изменений пласта и нарушений, в том числе и разрывных, нагнетательные скважины размещают в пределах этих зон.

45

50

Недостатком данного решения является нерациональное размещение нагнетательных скважин (нагнетательные скважины располагают по "старой" сетке скважин).

В каждом из рассмотренных вариантов, предусматривающем ту или иную общую схему размещения как добывающих, так и нагнетательных скважин по площади залежи, отсутствует идея адаптивности процесса разбуривания и размещения скважин на площади месторождения с учетом многопластовости и их связи с естественными и техногенными разрывными нарушениями, которые в свою очередь связаны либо с источником нефтематеринской породы либо с напорными водами.

Целью изобретения является повышение эффективности разработки месторождения углеводородов при минимальных капиталовложениях, которая достигается уменьшением числа эксплуатационных скважин (в том числе горизонтальных скважин и скважин с гидроразрывом пласта), эффективным размещением нагнетательных скважин, увеличением производительности эксплуатационных скважин и использованием (бурением или переводом из эксплуатационного фонда) специальных скважин для увеличения фильтрационных сопротивлений на линиях тока воды, достижением максимального коэффициента нефтевытеснения (нефтеотдачи) как для отдельного пласта, так и для нескольких пластов многопластового месторождения.

Поставленная цель достигается тем, что по способу разработки месторождения углеводородов, включающему установление на площади углеводородного пласта местоположения систем разрывных нарушений, размещение добывающих скважин вблизи них, а нагнетательных скважин за пределами или в пределах зон, ограниченных этими разрывными нарушениями, добычу углеводородов через добывающие скважины, согласно изобретению определяют гидравлическую связь разрывных нарушений со скважинами и/или другими разрывными нарушениями и состав добываемых из них флюидов-углеводородов и воды, управляют фильтрационными сопротивлениями между скважинами и разрывными нарушениями и, при притоке воды из-за контура нефтеносности или от нагнетательных скважин, увеличивают фильтрационные сопротивления между скважинами и разрывными нарушениями путем закачки водоизоляционных составов через добывающие или нагнетательные скважины или через скважины, которые для этого бурят, на контуре нефтеносности вблизи разрывных нарушений на линии тока воды, при этом переводят скважины из одной категории в другую.

Поставленная цель достигается также и тем, что по способу разработки месторождения углеводородов, включающему установление на площади углеводородного пласта местоположения систем разрывных нарушений, размещение добывающих скважин вблизи них, а нагнетательных скважин за пределами или в пределах зон, ограниченных этими разрывными нарушениями, добычу углеводородов через добывающие скважины, согласно изобретению определяют источник поступления нефти в залежь из нефтематеринских пород, добывающие скважины размещают вблизи него, а нагнетательные скважины - в наиболее удаленной части от этого источника, причем местоположение источника нефтематеринских пород выявляют по одному или нескольким параметрам: по максимальной концентрации асфальтенов, смол, серо- и азотоорганических соединений, парафинов, высокомолекулярных ароматических углеводородов, по микрокомпонентам нерастворимого органического вещества - сорбомикстиниту, псевдовитриниту, талломоальгиниту, коллоальгиниту, витриниту, по концентрации кальция в образцах подпочвенных отложений.

Поставленная цель достигается также и тем, что по способу разработки месторождения углеводородов, включающему установление на площади углеводородного пласта местоположения систем разрывных нарушений, размещение добывающих скважин вблизи них, а нагнетательных скважин за пределами или в пределах зон, ограниченных этими разрывными нарушениями, добычу углеводородов через добывающие скважины, согласно изобретению в зоне вечной мерзлоты скважины располагают на площади, где эта зона имеет минимальную толщину, при этом уменьшают отвод тепла в околоскважинные породы, их растепление и вероятность среза скважин.

Увеличивают фильтрационные сопротивления путем закачки в разрывные нарушения через специальные скважины водоизоляционных составов – осадкообразующих и/или

гелевых изолирующих составов для предупреждения или для ограничения притока пластовых вод к добывающим скважинам по разрывным нарушениям из-за контура питания или от нагнетательных скважин.

5 Размещают специальные скважины на контуре нефтености вблизи разрывных нарушений.

Переводят скважины из одной категории в другую - часть добывающих скважин в нагнетательные и/или часть нагнетательных скважин в добывающие скважины, и/или часть добывающих в специальные, и/или часть нагнетательных в специальные скважины, и/или часть специальных скважин в нагнетательные, и/или часть специальных в добывающие, причем переводят скважины после их освоения и/или исследования, и/или после заданного периода эксплуатации.

10 Переводят скважины из одной категории в другую, причем добывающие скважины с высокой обводненностью, обусловленной прорывом воды через разрывные нарушения, - в нагнетательные и/или специальные скважины под нагнетание водоизолирующих составов для изоляции притока воды по разрывным нарушениям, и/или определяют изменение дебита и/или пластового давления в зоне отбора, и/или нефтесодержания добываемой продукции, и/или динамического уровня, после чего добывающие скважины с максимальным темпом падения этих параметров переводят в нагнетательные и/или специальные скважины, и/или нагнетательные или специальные скважины переводят в добывающие для добычи остаточных запасов углеводородов, и/или переводят нагнетательные скважины в специальные при обнаружении системы разрывных нарушений для закачки водоизолирующих составов.

15 Переводят нагнетательные скважины из скважин, расположенных в центре изолированного блока, насыщенного нефтью, после отбора из них нефти до снижения начального пластового давления более чем на 25%, причем выбирают скважины с наибольшими значениями пористости, проницаемости, и толщиной не ниже среднего значения по участку, и наименьшим значением пластового давления, и/или выбирают нагнетательные скважины из скважин, расположенных на контуре нефтености, связанных с добывающими через разрывные нарушения по наиболее длинной линии тока.

20 Управляют фильтрационными потоками путем размещения добывающих скважин параллельно разрывным нарушениям на заданном расстоянии с учетом анизотропии проницаемости пласта по разным направлениям.

30 Размещают добывающие скважины вблизи пересечения нескольких разрывных нарушений, причем в добывающих скважинах, пробуренных вблизи разрывных нарушений, но не связанных с ними системой трещин, уменьшают фильтрационные сопротивления между скважинами и разрывными нарушениями (искусственно создавая или изменяя техногенные трещины) путем направленной перфорации и/или гидроразрывом пласта, и/или бурением горизонтальных стволов и/или забуркой боковых стволов, и/или физико-химическим воздействием.

40 Размещают нагнетательные скважины во внутренней части нефтенасыщенной зоны, ограниченной разрывными нарушениями, причем учитывают изменение проницаемости и выбирают для нее плотность сетки скважины обратно пропорционально найденной проницаемости с учетом ее анизотропии по разным направлениям, и переводят эти скважины на начальной стадии в добывающие скважины.

45 Определяют гидравлическую связь разрывных нарушений со скважинами и/или другими разрывными нарушениями постоянным мониторингом, учитывая системы трещин и каналов низкого фильтрационного сопротивления (естественного и техногенного происхождения), и с учетом этого изменяют (производят коррекцию) расположение добывающих и/или нагнетательных, и/или специальных скважин.

50 Устанавливают на площади углеводородного пласта местоположение разрывных нарушений до бурения скважин по данным аэрогеофизических исследований и/или по данным наземной сейсморазведки, и/или путем спектрально-сейсморазведочного профилирования.

Устанавливают на площади углеводородного пласта местоположение разрывных нарушений путем отбора проб и их анализа на содержание олова (Sn), хрома (Cr) и кобальта (Co) и их отношений Sn/Cr и Sn/Co.

5 Устанавливают на площади углеводородного пласта местоположение разрывных нарушений во время бурения скважин, используя кавернометрию, а также по темпу изменения поглощения бурового раствора.

10 Устанавливают на площади углеводородного пласта местоположение разрывных нарушений после бурения скважин путем вертикального сейсмического профилирования, и/или по данным гидропрослушивания скважин, и/или трассерными исследованиями с использованием закачки индикаторных веществ через нагнетательные скважины или через отдельные добывающие скважины, временно используемые как нагнетательные, и/или по профилю притока и/или профилю приемистости, и/или по изменению температуры по глубине скважины, и/или акустическими методами.

15 Уточняют положение разрывных нарушений геофизическими исследованиями, в том числе - методом импульсного нейтрон-нейтронного каротажа или методом углеродно-кислородного (C/O) каротажа.

20 Устанавливают на площади углеводородного пласта местоположение разрывных нарушений путем адаптации геолого-гидродинамической модели, обеспечивая согласование расчетных и фактических показателей разработки и добычи путем изменения положения разрывных нарушений на модели, при этом определяют гидравлическую связь по динамике (давление и расход воды) заводнения коллекторов, выявляя (изометрическую по площади) систему трещин, по которым движется основной поток закачиваемой воды.

25 Размещают скважины на многопластовом месторождении с выбором их профиля (минимизирующего вероятность техногенного воздействия на скважину), максимально приближенного к зонам разрывных нарушений в пластах (без или с предварительным воздействием на эти зоны с целью предупреждения их геологической активности на период эксплуатации скважин - минимизируют сейсмическую активность), планируемых для эксплуатации в качестве основного и/или возвратного эксплуатационного объекта, по возможности удаленного от зон разрывных нарушений в верхней части скважины, и в
30 пластах, не планируемых для перфорации в данной скважине.

Размещают добывающие скважины без пересечения с разрывными нарушениями, а пересекают последние в углеводородном пласте горизонтальным стволом и/или забуркой бокового ствола и/или производят направленный гидроразрыв пласта в сторону уточненных разрывных нарушений.

35 Размещают скважины (для минимизации их количества) между соседними гидродинамически несвязанными разрывными нарушениями, соединяя последние со скважиной путем бурения в ней дополнительных стволов (многозабойные, многоствольные), причем один или несколько стволов скважины используют для добычи углеводородов, а другой под нагнетание водоизоляционных составов, и/или один ствол скважины используют как нагнетательный, а другой под нагнетание водоизоляционных составов, и/или один ствол скважины используют для добычи углеводородов, а другой как нагнетательный, и/или оба ствола используют для добычи углеводородных флюидов, и/или
40 оба ствола используют для нагнетания рабочего агента, и/или оба ствола используют под нагнетание водоизолирующих составов.

45 Определяют источник поступления нефти в залежь из нефтематеринских пород по максимальной концентрации асфальтенов и/или смол, и/или серо- и азотоорганических соединений, и/или парафинов, и/или высокомолекулярных ароматических углеводородов и располагают в них добывающие скважины.

50 Определяют источник поступления нефти в залежь из нефтематеринских пород увеличению на образцах осадочных пород показания отражательной способности микрокомпонентов нерастворимого органического вещества - сорбомикстинит, псевдовитринит, талломоальгинит, коллоальгинит, витринит.

Определяют источник поступления нефти в залежь из нефтематеринских пород по

увеличению концентрации кальция в образцах подпочвенных отложений.

5 Определяют источник поступления нефти в залежь из нефтематеринских пород по максимальным значениям начальных дебитов нефти и/или пластовых давлений, и/или пластовой температуры, и/или мощности нефтенасыщенной части разреза, и/или количества продуктивных пластов, насыщенных нефтью, и/или по минимальному значению давления насыщения.

10 Устанавливают на мощности пласта местоположение систем разрывных нарушений и определяют гидравлическую связь разрывных нарушений со скважиной и состав добываемых из них флюидов-углеводородов и воды при совместной эксплуатации нескольких перфорированных интервалов пласта или при поочередной их эксплуатации, или при одновременно раздельной эксплуатации отдельных интервалов пласта одной добывающей или нагнетательной скважиной.

15 Управляют фильтрационными сопротивлениями между скважинами и разрывными нарушениями при совместном воздействии на несколько интервалов пласта или при поочередном воздействии на них, или при одновременно раздельном воздействии через специальную скважину.

20 Уменьшают отрицательное влияние геологических факторов, воздействующих на надежность конструкции скважины и технологический режим работы скважины путем разгрузки сейсмической активности в интервалах расположения ее профиля. Это осуществляют предварительно перед бурением скважины или в процессе бурения скважины, или в процессе эксплуатации скважины. Располагают скважину на площади, где отсутствует зона вечной мерзлоты или она имеет минимальную мощность (толщину). При этом, во-первых, данные зоны располагаются над наиболее сейсмическими активными участками, а значит увеличивается вероятность попадания скважины в разрывные нарушения; во-вторых, уменьшается вероятность среза скважин от течения пород (глин) при растеплении околоскважинной зоны вечной мерзлоты и, в третьих, уменьшается вероятность образования (отложения) асфальтов, смол, парафинов и гидратов из-за меньшего отвода тепла в околоскважинные породы (зону вечной мерзлоты).

25 Способ по предлагаемому изобретения заключается в следующем.

30 На фиг.1, фиг.2 и фиг.3 изображены варианты размещения скважин соответственно по традиционной схеме разработки, по прототипу и по предлагаемому способу. На всех схемах разработки добывающие скважины обозначены кружком (поз.1), нагнетательные - треугольником (поз.2), прямыми линиями обозначены разрывные нарушения, и на предлагаемой схеме квадратиком (поз.3) обозначены специальные скважины. На фиг.4 изображены разрывные нарушения тектонические (поз.4) и техногенные (поз.5). На фиг.5 приведены характеристики вытеснения по вариантам: поз.6 - традиционная схема размещения скважин, поз.7 - прототип, поз.8 - предлагаемая, построенные по моделям. На фиг.6 приведены характеристики вытеснения по предлагаемому варианту: поз.8 - предлагаемая схема размещения добывающих и нагнетательных скважин, поз.9 - предлагаемая схема размещения добывающих и нагнетательных скважин с вовлечением в разработку специальных скважин, поз.10 - предлагаемая схема размещения добывающих и нагнетательных скважин с учетом положения источника поступления нефти из нефтематеринских пород, построенные по моделям. На фиг.7 приведено сравнение вариантов разработки накопленной добычи нефти на одну пробуренную скважину: поз.11 - по традиционной схеме, поз.12 - по прототипу, поз.13 - по предлагаемой схеме. На фиг.8 - динамика коэффициентов нефтеизвлечения: поз.14 - традиционная схема, поз.15 - схема по прототипу, поз.16 - предлагаемая.

50 Значительные запасы нефти находятся в трещиновато-пористых коллекторах, которые представлены разрывными или дизъюнктивными нарушениями - такими деформациями пластов, при которых нарушается сплошность (целостность) горных пород. Параклазы (разрывы со смещением разделенных ими горных пород друг относительно друга) и диаклазы (разрывы без смещения пород) образуют целые системы, которые необходимо учитывать при разработке месторождений, в том числе и при размещении скважин.

Для этого на поверхности определяемого участка нефтегазоносного пласта производят аэрофотосъемку. Далее осуществляют (с помощью дистанционного метода) геологическое дешифрирование аэрофотоснимков (космоснимков) поверхности месторождения, которое позволяет при любой природной и техногенной нарушенности земной поверхности выявлять региональные и локальные неотектонические и тектонически активные зоны, которым соответствуют зоны структурных деформаций и изменений пород (преимущественно в виде макро- и микроскладчатости изгибов), флексур (колленообразных изгибов слоев) с малой амплитудой от 0,15 м, линеаментов (линейных аномалий на космоснимках, обусловленных скрытыми разломами фундамента, трещинными зонами в перекрывающих осадочных отложениях плиточного чехла), и картировать их проекции на нефтегазоносный пласт в масштабах. Дешифрирование комплекса космических снимков (в видимой области спектра, инфракрасном и радиодиапазонах) дает возможность установить наличие неоднородностей исследуемых объектов. Это позволяет более надежно интерполировать и экстраполировать точечную (скважины) и профильную (сейсморазведка) информацию для установления взаимоотношений разрывных нарушений, флексур, зон трещиноватости и увязки их с водонефтяными, газонефтяными и газоводными контактами.

Применяют на стадии разведки месторождения углеводородов геофизические методы: многократное сейсмопрофилирование в двухмерном (2-D), трехмерном (3-D) площадном варианте (сейсмическая томография), когда улавливают упругие волны (возникающие в результате взрыва или удара), распространяющиеся в толще горных пород (от расположенных в разных частях этой площади пунктов возбуждения), различающиеся для сплошных и разрывных пород. Затем по данным каротажа (по средним скоростям сейсмических волн) анализируют данный геологический объект на предмет расположения разрывных нарушений.

Выявляют, при бурении скважин, положение разрывных нарушений квернометрией. Фактический диаметр скважины изменяется по стволу и уменьшается для пород коллекторов, в которые проникает буровой раствор, что обусловлено прохождением скважины через разрывное нарушение.

Выявляют пересечение скважины с разрывными нарушениями в процессе ее бурения по увеличению темпа поглощения бурового раствора.

Уточняют проходимость скважины через разрывные нарушения также методами радиометрии - методом импульсного нейтрон-нейтронного каротажа, основанным на взаимодействии нейтронов с породами и находящимися в них флюидами, или методом углеродно-кислородного (C/O) каротажа. Это делают путем определения насыщенности отдельных интервалов, вскрытых скважиной, существующими (фактическими) флюидами и динамики изменения этой насыщенности (первоначально буровым раствором или жидкостью глушения, а при начале эксплуатации углеводородными флюидами) при многократных исследованиях.

Уточняют положение разрывных нарушений путем спектрально-сейсморазведочного профилирования, заключающегося в том, что вдоль заданного профиля с определенным шагом осуществляются одноканальные сейсмоизмерения при непосредственной близости сейсмоприемника к точке удара. Совокупность спектральных изображений полученных при этом сейсмосигналов располагается определенным образом, образуя рисунок (ССП-разрез). Разрывные нарушения в кристаллическом фундаменте могут иметь различные параметры и, кроме того, по-разному пересекаться линией профиля при ССП. В зависимости от этого, будут весьма разнообразными очертания этих нарушений на ССП-разрезах (Гликаман А.Г. Физика и практика наземной сейсморазведки, www.newgeophys.spb.ru).

Уточняют положение разрывных нарушений также путем вертикального сейсмического профилирования (ВСП) после бурения скважин, основанного на изучении волновых полей внутри реальных геологических разрезов. Возбуждают колебания, производя взрывы в пунктах, расположенных на земной поверхности, и в скважине регистрируют поступления

волн (проходящих, отраженных, преломленных). Стандартная схема ВСП наиболее благоприятная для исследований в случае наклонной или горизонтальной ориентации нижней части ствола, эта схема становится исключительно эффективной, позволяя получить высокое разрешение по горизонтали, выделяя тектонические нарушения и зоны миграции углеводородов (А.Колонин. Сейсмическая томография при поисках, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа. 1987-2002 гг.).

Уточняют также после бурения скважин положение разрывных нарушений акустическими методами. Известно, что распространение акустических волн в породе зависит от наличия в ней разрывных нарушений, а по основным параметрам акустического каротажа (в частности, по отношению амплитуд продольных и поперечных волн) можно с большой вероятностью определить расположение этих нарушений относительно ствола скважины.

Уточняют также после бурения скважин положение разрывных нарушений по изменению температуры по стволу скважины, используя скважинную терморазведку. Ее использование основано на связи температуры в скважине с тепловыми свойствами горных пород, характером и интенсивностью тепловых процессов, происходящих в недрах Земли и системе скважина - пласт. Различные термоаномалии на термограмме характеризуют разрывные нарушения пород (в частности, при фильтрации в них флюидов).

Выявляют разрывные нарушения после бурения скважин, используя геохимические методы исследования, в частности, известен способ (авторское свидетельство № 2006892, G 01 V 9/00 от 30.01.94 г.) исследования путем отбора проб и их анализа на содержание олова (Sn), хрома (Cr) и кобальта (Co) и их отношений Sn/Cr и Sn/Co. На местности из коренных обнаженных горных пород (вулканогенных структур) по определенной сетке производят отбор проб, которые анализируют по методике эмиссионного спектрального анализа, на олово (Sn), хром (Cr) и кобальт (Co). Затем рассчитывают значения отношений Sn/Cr или Sn/Co и по ним интерпретируют тектонические нарушения различных видов или выявляют разрывные нарушения (мест локализации геодинамических движений) по индикаторным значениями другого элементного состава эманаций (термальных флюидногазовых перетоков).

Также уточняют разрывные нарушения, используя гидродинамические методы исследований, в частности по данным гидропрослушивания скважин - по наблюдениям изменения давления в реагирующих простаивающих скважинах или режима работы реагирующих эксплуатационных скважин при изменении режима работы возмущающих скважин. При этом режим возмущающих скважин может изменяться произвольно. Этим методом определяют среднее значение параметров гидропроводности и пьезопроводности на участке между исследуемыми скважинами. Очевидно, что для скважин связанных разрывными нарушениями эти параметры будут на несколько порядков выше, чем для других скважин.

Привлекают также трассерные (индикаторные) методы исследования, позволяющие многократно повысить информативность промысловых данных об исследуемом объекте. По методу данного исследования вводят через нагнетательную скважину трассирующий агент (чаще всего используются экологически безопасные реагенты - роданистый аммоний, флуоресцеин натрия, карбамид, уранин, зозин и др.) и производят отбор жидкостей из добывающих скважин. Анализ интерпретации закачки трассера позволяет судить о наличии каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС) - разрывных нарушений, трещин или высокопроницаемых пористых коллекторов, их преимущественной направленности, проницаемости и объеме.

Положение разрывных нарушений также уточняют дебитометрическими исследованиями (по профилю притока и/или профилю приемистости) путем измерения скважинными приборами (дебитомерами, расходомерами) расходов жидкостей и газов по мощности (толщине) пласта, что также позволяет судить о геологическом строении исследуемого объекта по данным дебитограмм (расходограмм).

По полученным данным прогнозируют распространения разрывных нарушений в пространстве (вдоль напластования - горизонтальные, поперек - вертикальные разрывные

нарушения).

После исследования залежи и построения геологической модели производят адаптацию гидродинамической модели, обеспечивая согласование расчетных и фактических показателей разработки и добычи путем изменения режима работы скважин по фактическим данным. В частности, определяют и уточняют гидравлическую связь, по динамике заводнения коллекторов выявляя изометрическую по площади систему трещин, по которым движется основной поток закачиваемой воды.

После детального исследования углеводородного пласта бурят добывающие скважины вблизи уточненных разрывных нарушений. В сторону разрывных нарушений бурят горизонтальную скважину или забуривают боковые стволы скважины, так чтобы интервал перфорации скважины был расположен или направлен в сторону разрывного нарушения. А при бурении горизонтального ствола скважины в трещиновато-поровом коллекторе ствол скважины проводят ниже или выше зоны с горизонтальными разрывными нарушениями.

Размещают добывающие скважины вблизи пересечения нескольких разрывных нарушений, при этом в скважинах, пробуренных вблизи разрывных нарушений, но не связанных с ними системой трещин, производят направленную перфорацию и/или направленный гидроразрыв (ГРП) для уменьшения фильтрационного сопротивления между скважиной и разрывным нарушением. Причем повышают давление в скважине до образования в породе призабойной зоны скважины трещин, связывающих ее с разрывными нарушениями. Для предотвращения смыкания трещин после снижения давления в них вводят крупнозернистый песок, добавляемый в жидкость, нагнетаемую в скважину, в достаточном объеме.

При размещении нагнетательных скважин (первоначально эксплуатируемых как добывающие) во внутренней части нефтенасыщенной зоны, ограниченной разрывными нарушениями, учитывают изменение проницаемости и выбирают для нее плотность сетки скважины обратно пропорционально найденной проницаемости (т.е. тем плотнее, чем меньше проницаемость).

При бурении скважин на многопластовом месторождении выбирают профиль, максимально приближенный к зонам разрывных нарушений в пластах, планируемых для эксплуатации в качестве основного и/или возвратного эксплуатационного объекта, и по возможности удаленный от зон разрывных нарушений в верхней части скважины и в пластах, не планируемых для перфорации в данной скважине. Это делают для предупреждения техногенного воздействия на ствол скважины (предупреждение среза скважины при активизации тектонических процессов).

При совместной эксплуатации нескольких перфорированных интервалов пласта или при поочередной их эксплуатации, или при одновременно раздельной эксплуатации отдельных интервалов пласта (пластов) одной добывающей или нагнетательной скважиной устанавливают на мощности каждого участков (по площади) пласта местоположение систем разрывных нарушений и определяют гидравлическую связь разрывных нарушений со скважиной, а также состав добываемых из них флюидов-углеводородов (нефти, газоконденсата или газа) и воды, управляя фильтрационными сопротивлениями между скважинами и разрывными нарушениями. А также управляют фильтрационными сопротивлениями между скважинами и разрывными нарушениями при совместном воздействии на несколько интервалов пласта или при поочередном воздействии на них, или при одновременно раздельном воздействии через специальную скважину или временно (поочередно) используют для этой цели добывающую или нагнетательную скважину.

С целью уменьшения количества добывающих скважин вблизи нескольких разрывных нарушений бурят многоствольную (многозабойную) скважину. Причем эти стволы скважин могут использоваться по разному назначению. В частности, для двух стволов скважины:

- оба ствола используют для добычи углеводородных флюидов;
- оба ствола используют для нагнетания рабочего агента (воды или газа);
- оба ствола используют как специальные скважины для закачки водоизоляционных

составов, например осадкообразующих компонентов, или гелевых систем или, тампонирующих материалов, или других изолирующих составов.

- один ствол скважины используют для добычи углеводородов, а другой под нагнетание осадкообразующих систем;

5 - один ствол скважины используют для нагнетания рабочего агента (воды), а другой под нагнетание водоизолирующих составов (осадкообразующих систем);

- один ствол скважины используют для добычи углеводородов, а другой для нагнетания рабочего агента (воды, газа, водогазовой смеси, водонефтяной эмульсии).

10 После определения водонефтяного контакта геофизическими методами, для предупреждения и для ограничения притока пластовых вод из-за контура питания по разрывным нарушениям на контуре нефтеносности бурят специальные скважины (или дополнительные стволы в эксплуатационных скважинах), в которых создают фильтрационные сопротивления (фиг.3, поз.3). Например, в пласт закачивают гелеобразующий состав (ГОС) (авторское свидетельство № 1623299, Е 21 В 43/32, дата подачи заявки 18.01.1988 г.), например, на основе водного раствора полиакриламида и смеситель (квасцы, формальдегид с фенольной смолой, лигносульфонаты и т.д.), а для увеличения эффективности процесса в период гелеобразования закачивают газ высокого давления ($P_{\text{зак}}=10,0-25,0$ МПа). Закачиваемый газ, обладая большей подвижностью, способствует переносу частиц гелеобразующего состава вглубь пласта на большее расстояние, увеличению объема пласта, занимаемого ГОС и проникновению ГОС в микропоры. Последнее ведет к увеличению прочности закачиваемого геля и удержанию его в пористой среде при значительных депрессиях на пласт. Объем газа, который необходимо нагнетать до окончания сшивания геля, должен соответствовать максимальному соотношению объемов газа и геля, при котором происходит потеря устойчивости переднего фронта геля, т.е. газ не должен проскальзывать через фронт геля, чтобы не нарушить эффект изоляции. Или используют также для изоляции пластовых вод осадкообразующие системы, готовят обратную эмульсию (авторское свидетельство № 2101486, Е 21 В 43/32, от 01.10.1998 г.) водорастворимой соли многоосновной кислоты, которую затем закачивают в скважину. В пластовых условиях эмульсия разлагается, выделяя водную фазу, это приводит к частичному выпадению осадка за счет реакции соли многоосновной кислоты с минерализованной водой. При этом основная часть соли не реагирует и проникает глубоко в водонасыщенные интервалы пласта. Далее, закачивая состав, содержащий соль щелочноземельного металла, и диффузии ионов кальция и магния из пластовой воды, происходит усиление процесса осадкообразования и протекание его во всем объеме, который охвачен воздействием.

35 Управление фильтрационными сопротивлениями можно осуществлять путем адаптивной закачки осадкообразующих композиций через нагнетательные скважины (патент РФ № 2167280 Е 21 В 43/22, от 20.05.2001 г.), при этом взаимодействующие скважины через систему разрывных нарушений выявляют по корреляции технологических параметров: для нагнетательной скважины - давление, и/или расход, и/или физико-химические свойства вытесняющего агента, для добывающих скважин - дебит, или/и пластовое давление в зоне отбора, или/и забойное давление, или/и динамический уровень, и/или буферное давление, и/или межтрубное давление, и/или обводненность добываемой продукции, и/или физико-химические свойства добываемой продукции. 40 При этом оптимальные технологические параметры нагнетательной или специальной скважины устанавливают и изменяют в зависимости от технологических параметров взаимодействующих с ней добывающих скважин. В частности, забойное давление в нагнетательной скважине должно быть больше забойного давления в добывающих скважинах не менее чем на 30%.

50 Для предотвращения прорыва газа в добывающую скважину создают газоизоляционный экран (заявка на изобретение № 2001107412, Е 21 В 43/32 от 20.02.2003 г.).

При снижении пластового давления ниже давления насыщения в разработку вводят систему нагнетательных скважин, используя внутриконтурное заводнение. Для этого

переводят в нагнетательные часть добывающих скважин, причем из скважин, расположенных в центре изолированного блока (фиг.3, поз.2), насыщенного нефтью, после отбора из них нефти до снижения начального пластового давления более чем на 25%, при этом выбирают скважины с наибольшими значениями пористости и проницаемости и наименьшим значением пластового давления, а также переводят в нагнетательные скважины, расположенные на контуре нефтеносности вблизи разрывных нарушений, не связанных с разрывными нарушениями, на которых выбраны добывающие скважины, или связанных по наиболее длинной линии тока.

Переводят в категорию нагнетательных скважин также добывающие скважины с максимальным темпом падения дебита с прогрессирующим обводнением, пластового давления в зоне отбора, и/или нефтесодержания добываемой продукции, и/или динамического уровня.

Переводят также часть добывающих скважин в нагнетательные и/или часть нагнетательных скважин в добывающие скважины, с целью предотвращения образования в пласте застойных зон, где движение жидкости или газа отсутствует (в тех участках пласта, где градиент давления меньше предельного).

В процессе разработки месторождения учитывают гидравлическую связь разрывных нарушений со скважинами или другими разрывными нарушениями, в результате постоянного мониторинга, определяя системы трещин (каналов НФС) техногенного происхождения, образовавшихся в процессе эксплуатации, полученных в результате раскрытия динамонапряженных зон (фиг.4, поз.4 - трещины тектонические, поз.5 - техногенные), и производят коррекцию расположения нагнетательных, добывающих и специальных скважин (перевод скважины из одной категории в другую, дополнительное бурение).

При разработке месторождений углеводородов необходимо выявлять и исследовать нефтематеринские породы - породы, содержащие рассеянные и концентрированные органические вещества, способные генерировать при благоприятных геохимических и термодинамических условиях нефтегазовые углеводороды, и источники поступления нефти из них.

При прогнозировании источника нефтематеринских пород рассматривают, прежде всего, локализованные вертикальные разрывные нарушения.

Выявляют положения источников поступления нефти в залежь из нефтематеринских пород геохимическими методами исследования по максимальной концентрации асфальтенов и/или смол, и/или серо - и азотоорганических соединений, и/или парафинов, и/или высокомолекулярных ароматических углеводородов, содержание которых изменяется по глубине, и располагают в них добывающие скважины.

Геохимическими методами исследования также выявляют положения источников поступления нефти в залежь из нефтематеринских пород по увеличению на образцах осадочных пород микрокомпонентов нерастворимого органического вещества - сорбомикстинита, псевдовитринита, талломоальгинита, коллоальгинита, витринита. При этом производят отбор образцов осадочных пород, для определения катагенеза древних нефтегазоматеринских толщ используется анализ отражательной способности их основного микрокомпонента сорбомикстинита (продукт преобразования псевдовитринита, талломоальгинита, коллоальгинита). Под микроскопом в тонких шлифах цвет его (тонкодисперсное бесструктурное вещество) изменяется от желтого или светло-коричневого до темно-серо-коричневого и черного в зависимости от степени преобразованности. О катагенезе нефтематеринских пород судят по замерам показателя отраженной способности сорбомикстинита в воздухе (R_a) и фиксируют зону начального, среднего и глубинного мезокатагенеза (заявка на изобретение № 95100374, G 01 V 9/00 от 27.01.1997 г.).

Положение источников поступления нефти в залежь из нефтематеринских пород выявляют также прямыми геохимическими исследованиями (патент РФ № 2176407, G 01 V 9/00 от 27.11.2001 г.). Отбирают пробы подпочвенных отложений на исследуемой площади.

5 Определяют в пробах истинную концентрацию $C_{\text{ист}}$ кальция (кальций наиболее информативен, так как чутко реагирует на изменение условий реакционной среды) количественным методом и ориентировочную концентрацию $C_{\text{ор}}$ кальция путем спектрального анализа. Суждение о наличии на глубине непродуктивной, продуктивной, краевой зон залежи УВ выносят по совокупности значений кальция в образцах подпочвенных отложений.

10 Определяют также положение источников поступления нефти в залежь из нефтематеринских пород по максимальным значениям начальных дебитов нефти, пластовых давлений (это связано с вторжением флюидов из глубоководных зон с высокими значениями температуры и давлений), и/или пластовой температуры, и/или мощности нефтенасыщенной части разреза, и/или количества продуктивных пластов, насыщенных нефтью. Известно, что большая часть нефтяных залежей находится на глубинах от 1000 до 3000 м. При наличии покрышек на этих глубинах возникают оптимальные условия для возникновения нефтяных залежей и скоплений. А именно: из зоны с высокими значениями температуры и давления флюиды двигаются вверх до флюидоупоров по ослабленным зонам в режиме компактизации короткими возмущениями в виде импульсов, именно поэтому мы наблюдаем в окрестности ловушек аномально высокие пластовые давления, температуру, которые быстро спадают до нормальных (соответствующих гидростатическому градиенту давления) как ниже, так и выше залежи. (А.Н.Дмитриевский, И.Е.Баланюк, А.В.Каракин и др. «Механизм образования залежей углеводородов» УДК 551.24.02:553.98.061.33).

15 Конкретный пример по реализации данного способа рассмотрен на модели одного из участков месторождения Западной Сибири, результаты технических решений по данной модели приводятся ниже.

20 Пример 1. Вместо фактически существующей пятирядной блоковой системы разработки с размещением скважин по равномерно треугольной сетке была введена предлагаемая по данному изобретению система разработки. Первоначально введены скважины № 2561, 2196, 7218, 2690, 2687, 2661, 7129, 3844, которые были пробурены вблизи разрывных нарушений.

25 После уточнения фильтрационной модели продуктивного пласта были пробурены и введены в эксплуатацию остальные скважины.

30 Через 2 года эксплуатации накопленная добыча жидкости составила 1,3 млн. тонн (по традиционной схеме всего 0,3 млн. тонн), но было отмечено снижение суточного дебита нефти по отдельным скважинам на 16-25% по причине снижения пластового давления в зонах отбора этих скважин. Было принято решение о переводе этих добывающих скважин в нагнетательные (фиг.3, поз.2). Были переведены скважины, расположенные в центре изолированных блоков, № 3759, 3788, 3769, 3765, 2771 (после отбора из них нефти до снижения начального пластового давления с 29 МПа до 22 МПа) (более чем на 25%) в нагнетательные.

35 После 3,6 лет эксплуатации накопленная добыча жидкости составила 2,6 млн. тонн (по сравнению с традиционной 0,8 млн. тонн), но было отмечено резкое обводнение (до 96%) некоторых добывающих скважин: № 7129, 2661, 2349, 2690, 2847, 7869, 2830, 2816, 2872, 7838. Поэтому добывающие скважины 3745, 3792, 2747, 3760, 3843, 2872, 2847, 7869, 2864, 7338 были переведены под нагнетательные скважины № 3745, 3792, 2747, 3760, 3843, 2872, 2847, 7869 и специальные скважины 7838, 3843.

40 Кроме этого, были пробурены 2 специальные 2847, 2864.

45 Часть нагнетательных скважин, а именно 2872, 2847, 7869, и добывающие скважины № 3844, 3848, 2830, 2816 были переведены под нагнетание осадкообразующих систем (фиг.3, поз.3), что также дало положительный эффект - обводненность в среднем уменьшилась на 7% при практически неизменной добыче нефти.

50 Эффективность предложенного способа определяется при совмещении характеристик вытеснения (зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости, аппроксимированные семипараметрической моделью Леонова В.А.), приведенных на

фиг.5, из которой видно, что темпы добычи по нефти (поз.8) выше, чем у традиционной схемы (поз.6) и схемы, предлагаемой по прототипу (поз.7). Так через 5 лет после начала эксплуатации месторождения накопленная добыча нефти составит 3,7 млн.т (по традиционной 1,45 млн.т, по прототипу 3,4 млн.т), а накопленная добыча жидкости составит 3,8 млн.т (по традиционной 1,5 млн.т, по прототипу 3,7 млн.т). Через 10 лет после начала эксплуатации месторождения накопленная добыча нефти составит 5,4 млн.т (по традиционной 4,1 млн.т, по прототипу 5,3 млн.т), а накопленная добыча жидкости составит 7,4 млн.т (по традиционной 5,02 млн.т, по прототипу 7,2 млн.т). И лишь к 20 году эксплуатации накопленная добыча нефти становится равной по различным вариантам.

При этом следует заметить, что данный конкретный пример приведен с учетом ввода специальных скважин (см. поз.9 на фиг.6), при варианте без бурения специальных скважин показатели ухудшаются (см. поз.8 на фиг.6), в случае учета источника поступления нефти из нефтематеринских пород улучшаются (см. поз.10 на фиг.6).

Эффективность предложенного способа определяется при совмещении данных и иллюстрируется на фиг.5-8 и в таблице, в которой приведены результаты расчета технологических показателей разработки для предлагаемых способов разработки. Она наглядно иллюстрируется при сравнении удельной накопленной добычи нефти на одну пробуренную скважину (см. фиг.7), несмотря на то, что во всех вариантах достигается один и тот же конечный коэффициент нефтеотдачи (см. фиг.8).

Пример 2. Месторождение выявлено и подготовлено к глубокому бурению исследованиями МОВ (метод обменных волн), детализировано исследованиями МОВ ОГТ. По уточненной фильтрационной модели продуктивный пласт имеет отчетливо выраженную деформационную природу и представлен терригенными коллекторами трещиновато - порового типа, где емкостные свойства обеспечиваются пористой матрицей пород, а проницаемость - в основном их трещиноватостью. Позднее на месторождении пробурено и введено в эксплуатацию 36 скважин (добывающих).

Через несколько лет часть добывающих скважины с высокой обводненностью были переведены в нагнетательные (№ 3745, 3848, 3760, 3792, 2747). Позднее добывающие скважины 3759, 3765, 3769, 2755, 3788, 2771, расположенные в центре изолированного блока, после отбора из них нефти до снижения начального пластового давления более чем на 25% были переведены в нагнетательные.

В частности, как видно из фиг.3, после уточнения динамики обводнения (и уточнения гидродинамической модели) были переведены скважины 3760 и 2747 в нагнетательные, поскольку они имели высокую пьезопроводность и гидропроводность со скважиной 2661 и 2619 (а значит были с ними связаны флексурно-разрывными нарушениями). И наоборот нагнетательную скважину 3792 перевели в добывающую.

После нескольких лет эксплуатации залежи наблюдалось прогрессирующее обводнение добывающего фонда скважин. Было принято решение о проведении трассерных исследований на данном участке пласта.

Через нагнетательную скважину №3788 в пласт ввели 20 м³ раствора флуоресцеина натрия (ФН) с концентрацией 1,5 г/л при забойном давлении нагнетания 16 МПа и приемистости 260 м³/сут.

Проведенные индикаторные исследования на участке со скважиной № 3788 (трассер ФН) свидетельствуют о наличии разветвленной и гидродинамической сети аномально высокопроницаемых каналов (НФС) в пласте. Объем каналов НФС оценивается в 169 м³. Скорость прохождения части закачиваемой воды по каналам НФС аномально высока и варьирует от 0,9 до 1940 м/ч. Проницаемость каналов НФС лежит в диапазоне от 0,79 до более чем 3 тысячи Дарси. Эти величины на 3-5 порядков превышают характерные значения по пласту для терригенных коллекторов. Образование каналов НФС напрямую сопряжено с наличием флексурно-разрывных нарушений и динамонапряженных зон.

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины № 3788, показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента и,

соответственно, фильтрационных потоков в южном направлении.

Позднее были проведены трассерные исследования дополнительно по скважинам № 3765, 3748, 3769, где также были выявлены каналы с низким фильтрационными сопротивлениями.

5 После детального анализа текущего состояния разработки было принято решение о комплексном воздействии на опытный участке.

Из множества предложенных методов увеличения нефтеотдачи пластов, для ограничения водоприток в скважину, как самым эффективным для данного пласта, был выбран метод применения гелеобразующих составов (ГОС). В нагнетательные скважины №3788 и 3848
10 было закачено соответственно 300 м³ и 250 м³ раствора. Через несколько месяцев было отмечено реагирование добывающих скважин снижением обводненности продукции и нарастанием дебитов скважин. Через год после проведенных работ обводненность добывающих скважин участка пласта снизилась на 16%. Причем было выявлено, что максимальный эффект был получен в тех скважинах, забои которых расположены в зонах
15 максимальных концентраций флексурно-разрывных нарушений и динамонапряженных зон. Так при закачке ГОС в скважину № 3788 положительный эффект был в скважинах № 7218 и 2349 увеличением дебита соответственно в 2,3 и 2,6 раза.

Быстро обводнившиеся добывающие скважины (в течение 2 лет с начала эксплуатации залежи № 7838, 7869, 3848, 2864), расположенные вблизи контура нефтеносности, были переведены в специальные скважины под нагнетание осадкообразующих систем. Это также дало положительный результат (эффект снижения обводненности в среднем на 11% в ближайших добывающих скважинах № 2661, 7129, 7039, 4026, 2196, 2676), после чего оставшиеся скважины, расположенные вблизи контура нефтеносности, также были переведены в специальные скважины под нагнетание осадкообразующих систем.

25

Таблица					
Динамика основных технологических показателей разработки					
№	Показатели	Ед. измер.	Варианты размещения скважин		
			Традиционный	Прототип	Предлагаемый
1	Количество скважин, всего	шт.	98	40	37
2	В т.ч. добывающие	шт.	73	16	16
3	нагнетательные	шт.	25	24	11
4	Специальные	шт.	-	-	10
5	Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс. тонн	5686		
6	Накопленная добыча жидкости с начала разработки	тыс. тонн	12120	12074	11051
7	Коэффициент нефтеизвлечения	доли ед.	0,341		
8	Накопленная добыча нефти на одну скважину	тыс. тонн	58	142	153
9	Относительный прирост удельной накопленной добычи нефти	доли ед.	1	2,4	2,7

30

35

Формула изобретения

1. Способ разработки месторождения углеводородов, включающий установление на площади углеводородного пласта местоположения систем разрывных нарушений, размещение добывающих скважин вблизи них, а нагнетательных скважин за пределами или в пределах зон, ограниченных этими разрывными нарушениями, добычу углеводородов через добывающие скважины, отличающийся тем, что определяют гидравлическую связь разрывных нарушений со скважинами и/или другими разрывными нарушениями и состав добываемых из них флюидов-углеводородов и воды, управляют фильтрационными сопротивлениями между скважинами и разрывными нарушениями и при притоке воды из-за контура нефтеносности или от нагнетательных скважин увеличивают фильтрационные сопротивления между скважинами и разрывными нарушениями путем закачки водоизоляционных составов через добывающие или нагнетательные скважины или через скважины, которые для этого бурят, на контуре нефтеносности вблизи разрывных нарушений на линии тока воды, при этом переводят скважины из одной категории в другую.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что через скважины закачивают осадкообразующие и/или гелевые изолирующие составы.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что переводят часть добывающих скважин в нагнетательные или часть нагнетательных скважин в добывающие скважины, или часть нагнетательных скважин в скважины для закачки водоизоляционных составов, причем переводят скважины после их освоения или исследования, или после заданного периода эксплуатации.

4. Способ по п.1 или 3, отличающийся тем, что переводят добывающие скважины с обводненностью, обусловленной прорывом воды через разрывные нарушения, в нагнетательные или в скважины для закачки водоизоляционных составов, или переводят в нагнетательные скважины добывающие скважины с максимальным темпом падения дебита, и/или пластового давления в зоне отбора, и/или нефтесодержания добываемой продукции, и/или динамического уровня.

5. Способ по п.1 или 3, отличающийся тем, что переводят в нагнетательные скважины добывающие скважины, расположенные в центре изолированного блока, насыщенного нефтью, после отбора из них нефти до снижения начального пластового давления более чем на 25%, причем выбирают скважины с наибольшими значениями пористости, проницаемости и толщиной не ниже среднего значения по участку и наименьшим значением пластового давления, или выбирают нагнетательные скважины из скважин, расположенных на контуре нефтеносности, связанных с добывающими через разрывные нарушения по наиболее длинной линии тока.

6. Способ по п.1, отличающийся тем, что размещают добывающие скважины параллельно разрывным нарушениям на заданном расстоянии с учетом анизотропии проницаемости пласта по разным направлениям.

7. Способ по п.1, отличающийся тем, что размещают добывающие скважины вблизи пересечения нескольких разрывных нарушений, причем в добывающих скважинах, пробуренных вблизи разрывных нарушений, но не связанных с ними системой трещин, уменьшают фильтрационные сопротивления между скважинами и разрывными нарушениями направленной перфорацией, или гидроразрывом пласта, или бурением горизонтальных стволов, или забуркой боковых стволов, или физико-химическим воздействием.

8. Способ по п.1, отличающийся тем, что размещают нагнетательные скважины во внутренней части нефтенасыщенной зоны, ограниченной разрывными нарушениями, причем учитывают изменение проницаемости и выбирают для нее плотность сетки скважины обратно пропорционально найденной проницаемости с учетом ее анизотропии по разным направлениям и переводят эти скважины в добывающие скважины на начальной стадии разработки.

9. Способ по п.1, отличающийся тем, что определяют гидравлическую связь разрывных нарушений со скважинами или другими разрывными нарушениями постоянным мониторингом и с учетом этого изменяют расположение добывающих или нагнетательных скважин.

10. Способ по п.1, отличающийся тем, что устанавливают на площади углеводородного пласта местоположение разрывных нарушений до бурения скважин по данным аэрогеофизических исследований, или по данным наземной сейсморазведки, или путем спектрально-сейсморазведочного профилирования.

11. Способ по п.1, отличающийся тем, что устанавливают на площади углеводородного пласта местоположение разрывных нарушений путем отбора проб и их анализа на содержание олова (Sn), хрома (Cr) и кобальта (Co) и их отношений Sn/Cr и Sn/Co.

12. Способ по п.1, отличающийся тем, что устанавливают на площади углеводородного пласта местоположение разрывных нарушений во время бурения скважин, используя кавернометрию, а также по темпу изменения поглощения бурового раствора или после бурения скважин путем вертикального сейсмического профилирования.

13. Способ по п.1, отличающийся тем, что устанавливают на площади углеводородного пласта местоположение разрывных нарушений по данным гидропрослушивания скважин или трассерными исследованиями с использованием закачки индикаторных веществ через

нагнетательные скважины или через отдельные добывающие скважины, временно используемые как нагнетательные, или по профилю притока, или по профилю приемистости, и/или по изменению температуры по глубине скважины, или акустическими методами, или геофизическими исследованиями - методом импульсного нейтрон-нейтронного каротажа, или методом углеродно-кислородного каротажа.

14. Способ по п.1, отличающийся тем, что устанавливают на площади углеводородного пласта местоположение разрывных нарушений путем адаптации геолого-гидродинамической модели, обеспечивая согласование расчетных и фактических показателей - давления и добычи пластовых флюидов, путем изменения положения разрывных нарушений и их характеристик на модели, при этом определяют гидравлическую связь по динамике заводнения коллекторов, выявляя систему трещин, по которым движется основной поток закачиваемой воды.

15. Способ по п.1, отличающийся тем, что на месторождении углеводородов размещают скважины, максимально приближенные к зонам разрывных нарушений в пластах, планируемых для эксплуатации в качестве основного или возвратного эксплуатационного объекта и по возможности удаленного от зон разрывных нарушений в верхней части скважины и в пластах, не планируемых для перфорации в данной скважине.

16. Способ по п.1, отличающийся тем, что размещают добывающие скважины без пересечения с разрывными нарушениями, а пересекают последние в углеводородном пласте горизонтальным стволом, или забуркой бокового ствола, или производят направленный гидроразрыв пласта в сторону уточненных разрывных нарушений.

17. Способ по п.1, отличающийся тем, что размещают скважины между соседними гидродинамически несвязанными разрывными нарушениями, соединяя последние со скважиной путем бурения в ней, по меньшей мере, двух дополнительных стволов, причем один из стволов скважины используют для добычи углеводородов, а другой - под закачку водоизоляционных составов, или один ствол скважины используют для добычи углеводородов, а другой - как нагнетательный, или оба ствола используют для добычи углеводородных флюидов, и/или оба ствола используют для нагнетания рабочего агента, или оба ствола используют под закачку водоизоляционных составов.

18. Способ по п.1, отличающийся тем, что устанавливают на мощности пласта местоположение разрывных нарушений и определяют гидравлическую связь разрывных нарушений со скважиной при совместной эксплуатации нескольких перфорированных интервалов пласта, или при поочередной их эксплуатации, или при одновременно-раздельной эксплуатации в одной добывающей скважине.

19. Способ по п.1, отличающийся тем, что устанавливают на мощности пласта местоположение разрывных нарушений и определяют гидравлическую связь разрывных нарушений со скважиной при совместной эксплуатации нескольких перфорированных интервалов пласта, или при поочередной их эксплуатации, или при одновременно-раздельной эксплуатации в одной нагнетательной скважине.

20. Способ разработки месторождения углеводородов, включающий установление на площади углеводородного пласта местоположения систем разрывных нарушений, размещение добывающих скважин вблизи них, а нагнетательных скважин за пределами или в пределах зон, ограниченных этими разрывными нарушениями, добычу углеводородов через добывающие скважины, отличающийся тем, что определяют источник поступления нефти в залежь из нефтематеринских пород, добывающие скважины размещают вблизи этого источника, а нагнетательные скважины - в наиболее удаленной части от этого источника, причем местоположение источника нефтематеринских пород выявляют по одному или нескольким параметрам: по максимальной концентрации асфальтенов, смол, серо- и азотоорганических соединений, парафинов, высокомолекулярных ароматических углеводородов, по микрокомпонентам нерастворимого органического вещества - сорбмикстиниту, псевдовитриниту, талломоальгиниту, коллоальгиниту, витриниту, по концентрации кальция в образцах подпочвенных отложений.

21. Способ разработки месторождения углеводородов, включающий установление на

площади углеводородного пласта местоположения систем разрывных нарушений, размещение добывающих скважин вблизи них, а нагнетательных скважин за пределами или в пределах зон, ограниченных этими разрывными нарушениями, добычу углеводородов через добывающие скважины, отличающийся тем, что в зоне вечной мерзлоты скважины располагают на площади, где эта зона имеет минимальную толщину, при этом уменьшают отвод тепла в околоскважинные породы, их растепление и вероятность среза скважин.

5

10

15

20

25

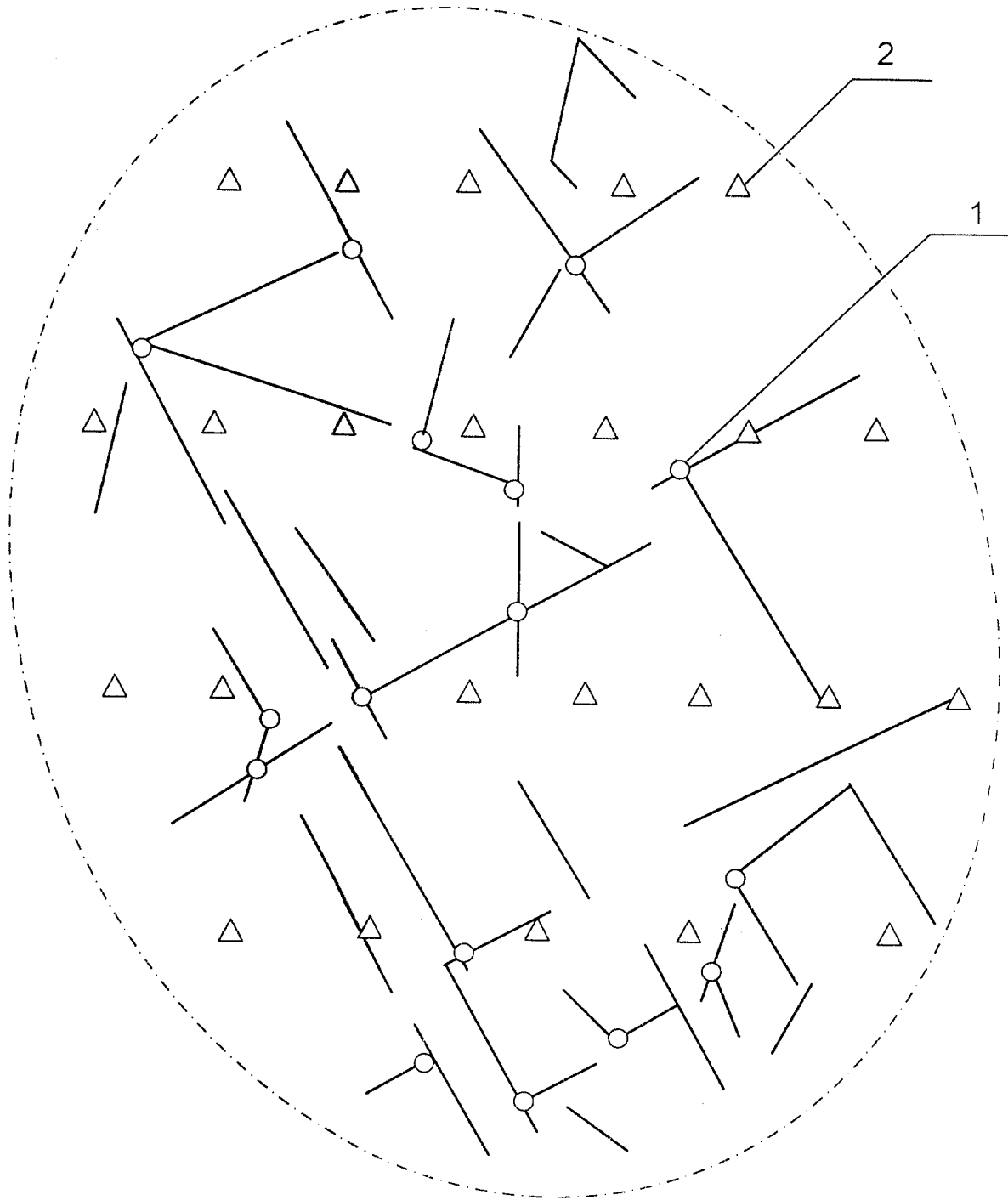
30

35

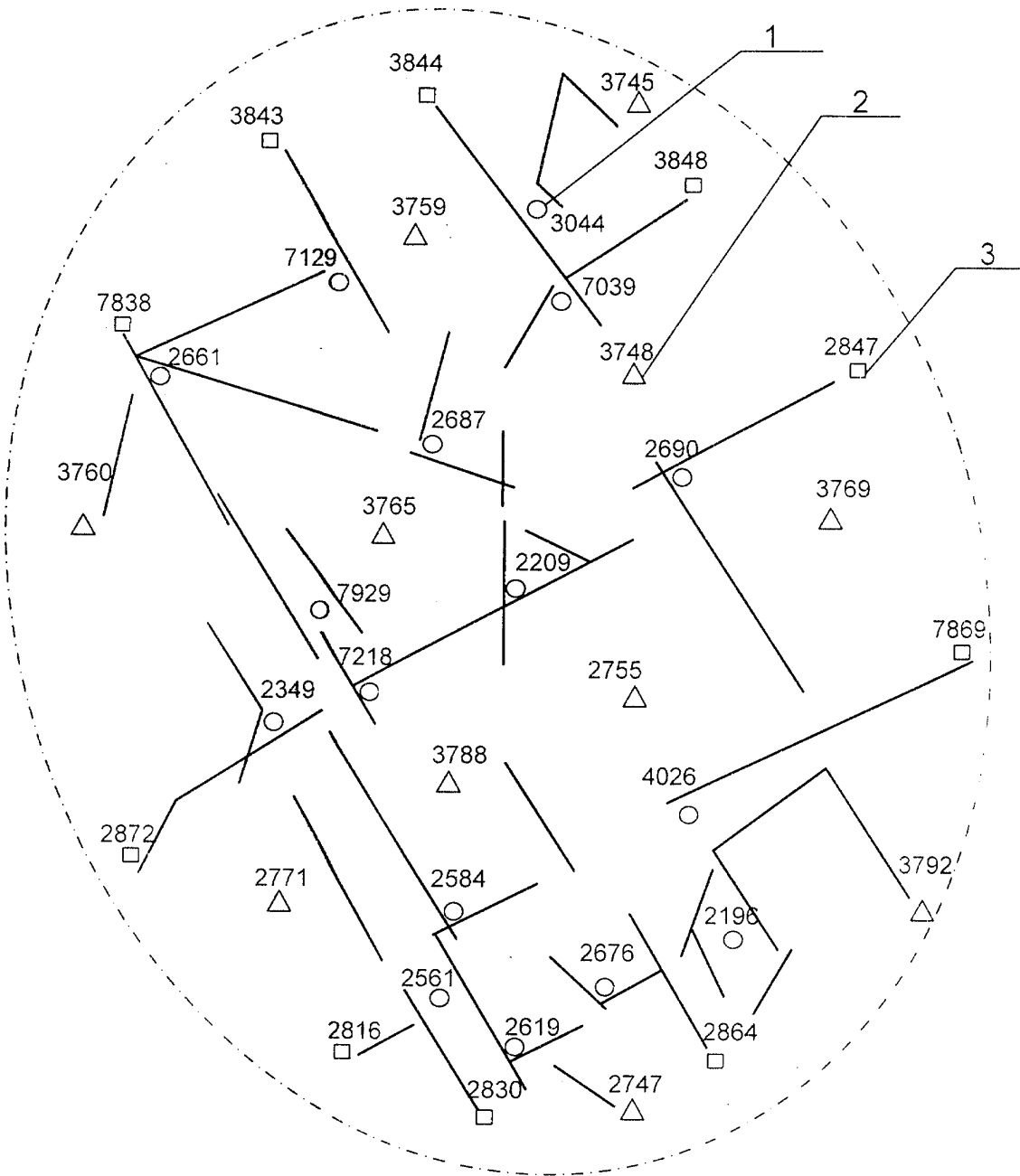
40

45

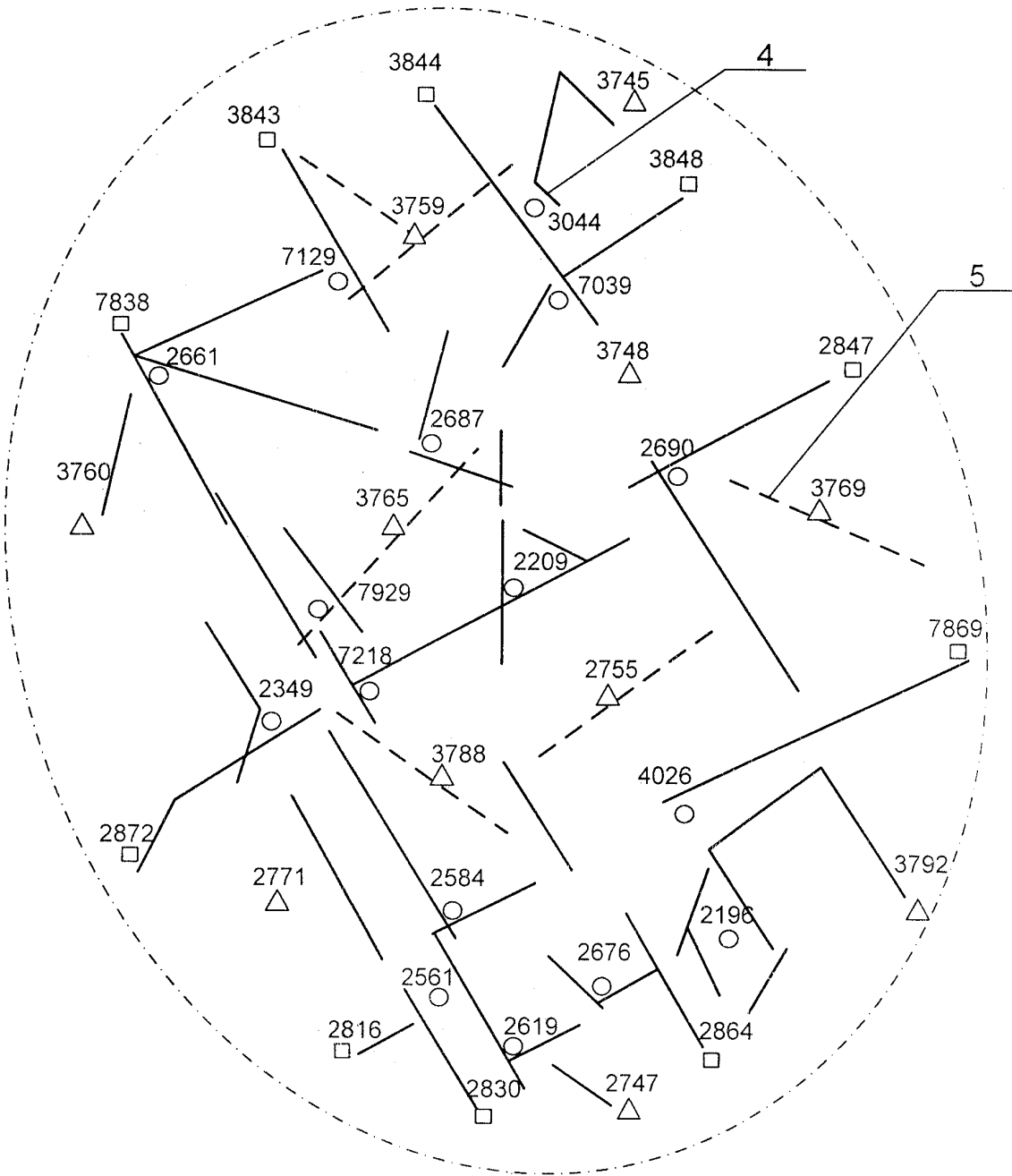
50



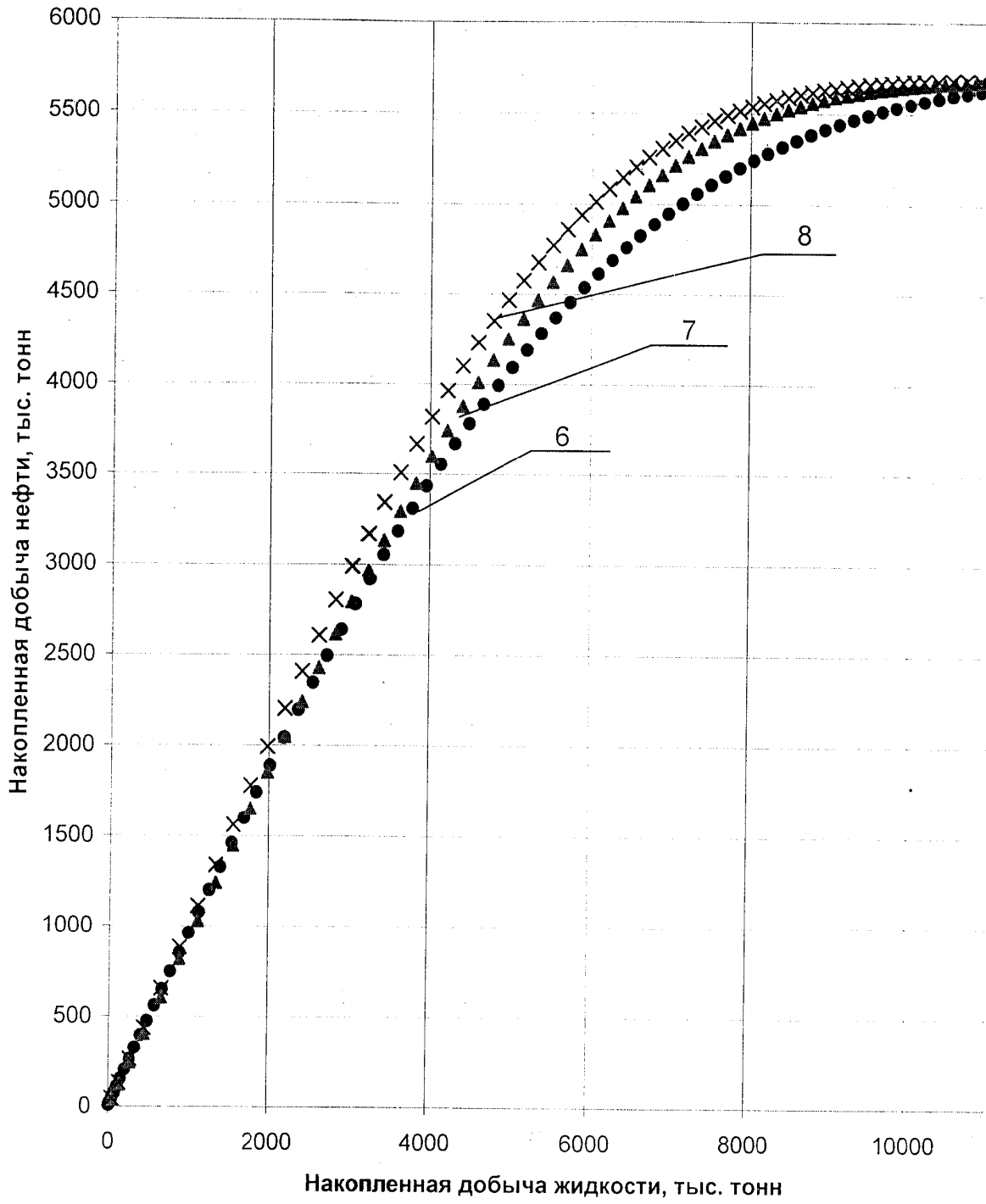
Фиг. 2



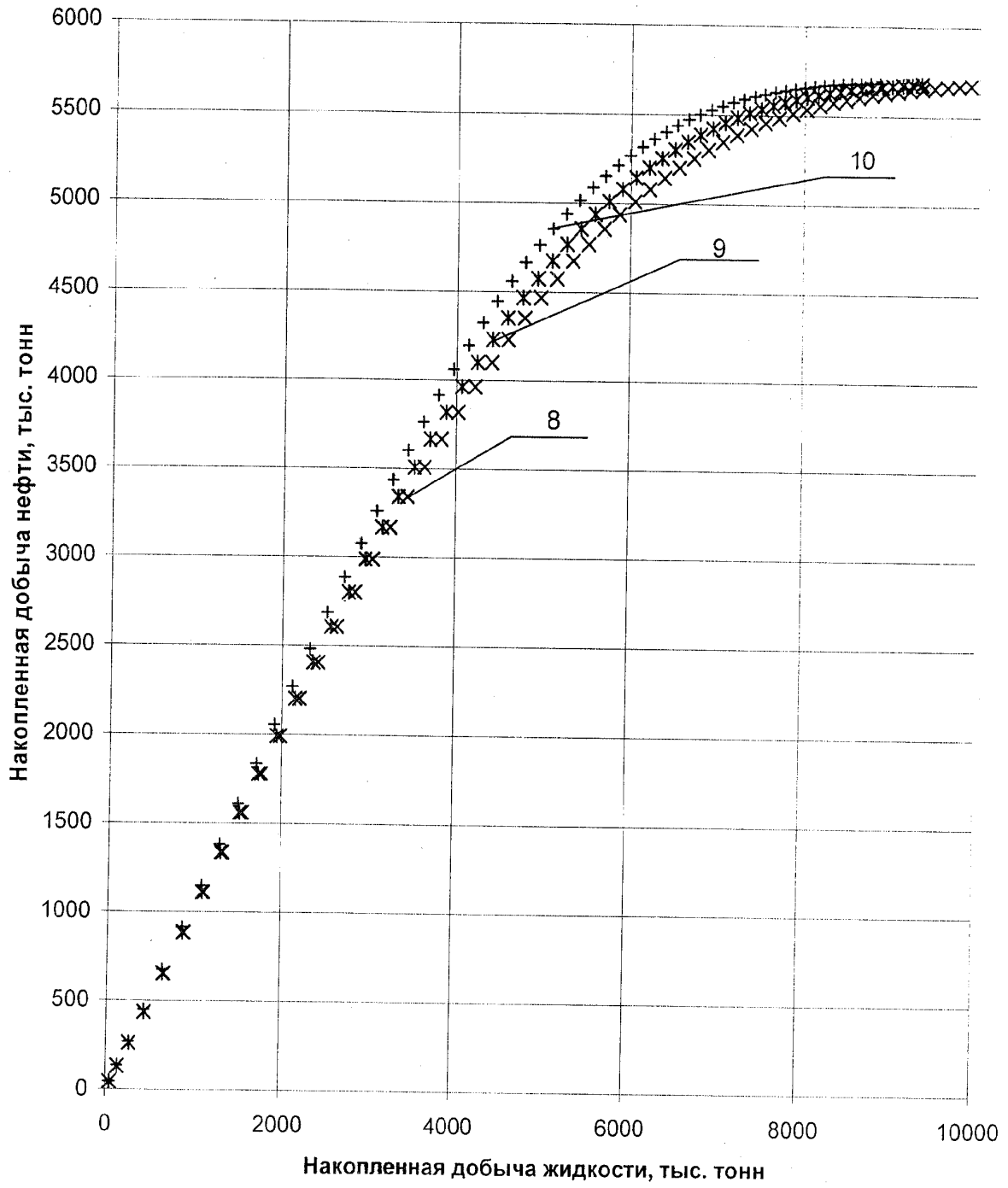
Фиг. 3



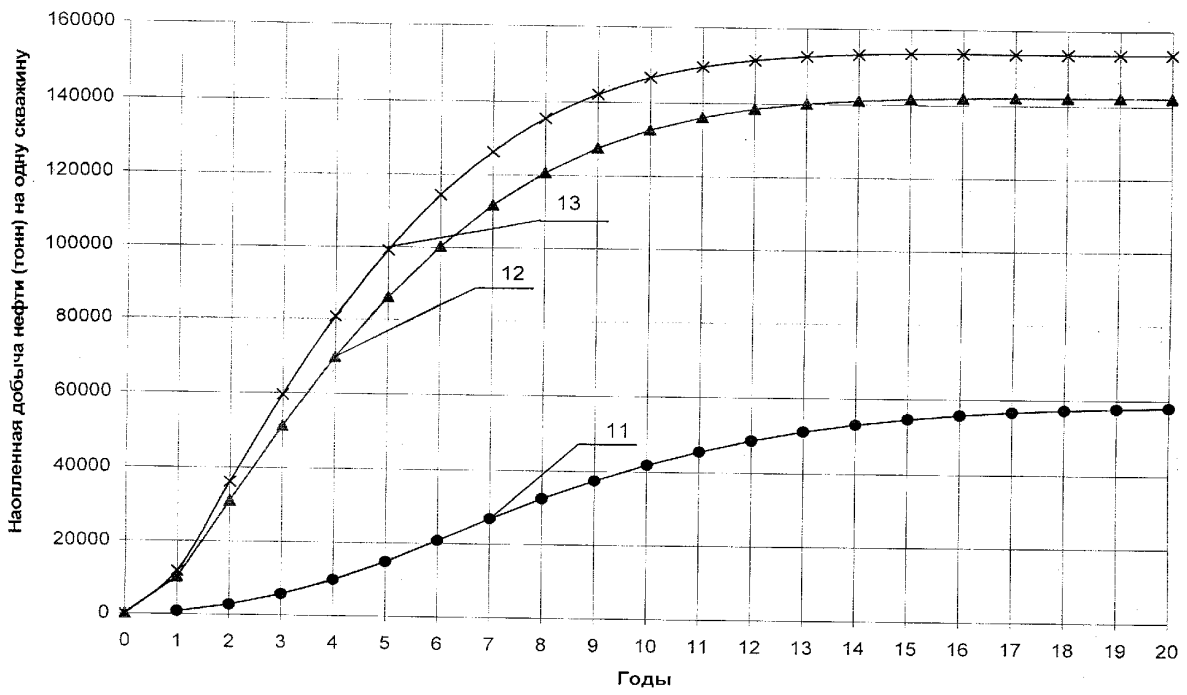
Фиг. 4



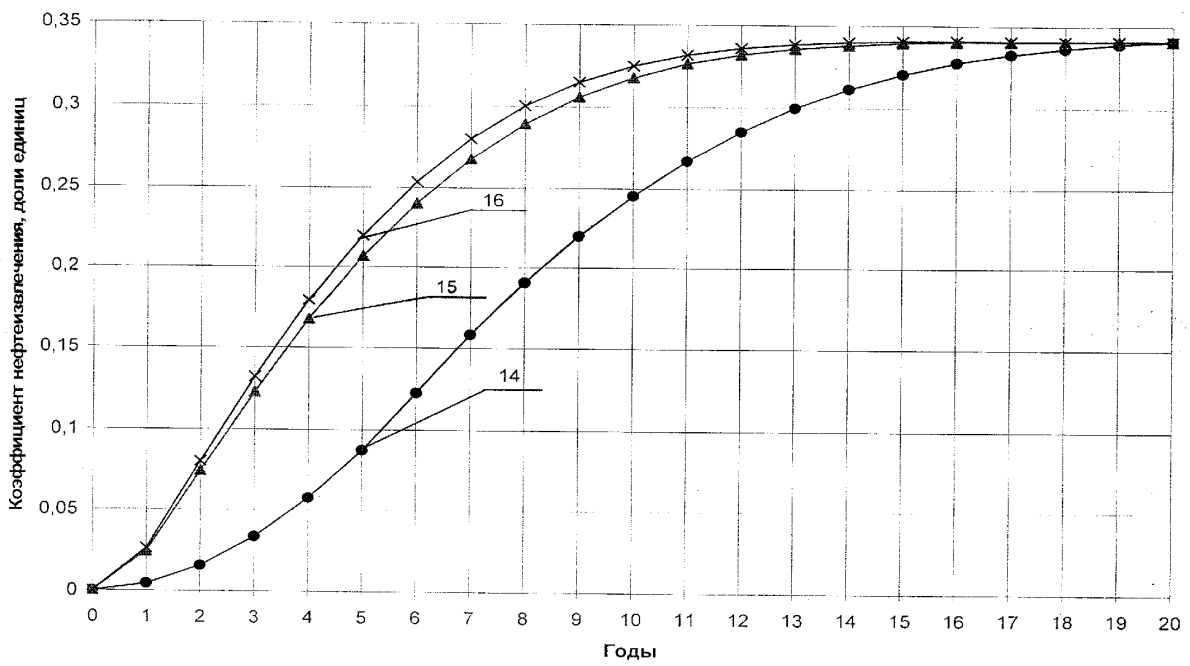
Фиг. 5



Фиг.6



Фиг. 7



Фиг. 8