

**УДК 622.276.6**

*Городников О. А. старший преподаватель кафедры  
“Транспортных процессов и технологий”  
Владивостокский государственный университет (ФГБОУ ВО «ВВГУ»)  
e-mail: gorodnikov.o@vvsu.ru  
Россия, Владивосток*

*Аввакумов А. Е., магистрант кафедры  
“Транспортных процессов и технологий”  
Владивостокский государственный университет (ФГБОУ ВО «ВВГУ»)  
e-mail: Andrei2000ava@yandex.ru  
Россия, Владивосток*

## **Сравнительный анализ режимов воздействия на нефтегазоносный пласт**

### **Comparative analysis of modes of action on the oil and gas reservoir**

#### **Аннотация:**

Вопросами, связанными с гидрогеологическими условиями нефтегазовых месторождений, занимается нефтегазопромисловая гидрогеология. В нефтегазопромисловой гидрогеологии изучаются роль подземных вод при разработке нефтяных и газовых месторождений.

Также проводятся гидрогеологические наблюдения и исследования, направленные на обеспечение нормальных условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

В работе были рассмотрены методы оценки нефтегазоносных пластов, различные режимы воздействия на пласт, а так же их классификация.

Приведены плюсы и минусы водонапорного режима, упругого режима, упруговодонапорного режима, газонапорного режима, режима растворенного газа и гравитационного режима.

При организованном отборе жидкости из пласта в районе эксплуатационных скважин происходит понижение пластового давления, в связи с чем необходимо дополнительное воздействие на пласт с целью повышения его нефтеотдачи.

**Ключевые слова:** нефтеотдача, скважина, дебет, режим, пласт, пластовое давление.

#### **Annotation:**

Oil and gas field hydrogeology deals with issues related to the hydrogeological conditions of oil and gas fields. In oil and gas field hydrogeology, the role of groundwater in the development of oil and gas fields is studied. Hydrogeological observations and studies aimed at ensuring normal operating conditions of oil and gas fields are also carried out. The paper considered methods for assessing oil and gas bearing formations, various modes of impact on the formation, as well as their classification. The pros and cons of water-pressure

mode, elastic mode, elastic-water-pressure mode, gas-pressure mode, dissolved gas mode and gravity mode are given. With the organized extraction of fluid from the reservoir in the area of operational wells, the reservoir pressure decreases, and therefore additional impact on the reservoir is necessary in order to increase its oil recovery.

**Key words:** oil recovery, well, debit, mode, formation, reservoir pressure.

### **Режимы воздействия на нефтегазоносный пласт**

Энергия, заключенная, как в самой нефтяной залежи, так и в окружающей ее водоносной части, начинает действовать только при эксплуатации нефтяного пласта.

Под влиянием образовавшегося перепада давления к забоям скважин из окружающих частей пласта начинает двигаться нефть с растворенным в ней газом. По мере развития процесса в движение приходят краевые воды или газовая шапка, если таковая имеется.

В других случаях по ряду причин продвижение краевых вод может быть затруднено, и в таком случае нефть движется к скважинам под действием энергии растворенного газа [1].

Значительным фактором в проявлении режима пласта является характер изменения пластового давления, текущих дебитов нефти, газа и воды. Тесную связь с режимом пласта имеет конечная нефтеотдача.

При чрезмерно усиленном отборе жидкости из пласта краевые воды не восполняют отбор. В результате давление в нефтяной залежи падает ниже давления насыщения. При этом из нефти выделяется растворенный газ, что существенно сказывается на механизме нефтеотдачи пласта [2].

Регулируя текущий уровень отбора жидкости и распределение отбора по площади, можно задержать снижение давления и добиться лучшей нефтеотдачи. Однако ограниченность энергии упругого расширения жидкости, породы или сжатого газа обуславливает пониженную нефтеотдачу даже при описанном регулировании отбора.

В связи с этим на пласт воздействуют не только путем отбора жидкости, но и путем ввода дополнительной энергии, т. е. закачивают в него воду или газ (воздух).

В современной классификации различают следующие режимы для случая воздействия на пласт путем отбора жидкости:

- а) водонапорный режим;
- б) упругий, или упруго-водонапорный режим;
- в) газонапорный режим, или режим газовой шапки;
- г) газовый режим, или режим растворенного газа;
- д) гравитационный режим (с преимущественным использованием силы тяжести).

Целесообразно в основу классификации режима пластов при вводе в пласт дополнительной энергии положить механизм вытеснения нефти. При этом может быть предложена следующая классификация:

- а) режим вытеснения нефти водой;

- б) режим вытеснения газированной нефти водой;
- в) режим вытеснения нефти (газированной нефти) газом.

Правильное и своевременное определение режима пласта имеет большое значение для разработки нефтяных месторождений, так как выбор целесообразной системы разработки, рационального размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, темпа разработки и режима работы отдельных скважин в значительной степени определяется режимом пласта. Конечная нефтеотдача пласта также находится в тесной связи с его режимом.

### Водонапорный режим

При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема водонефтяного контакта (рисунок 1).

Режим свойственен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной зоной пласта и с областью питания.

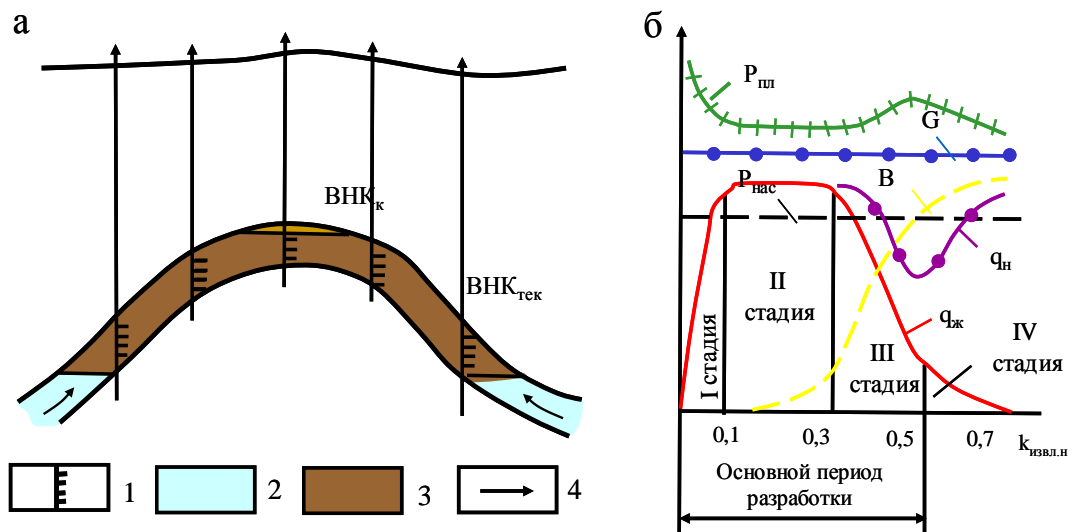


Рисунок 1 – Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме:

а – изменение объема залежи в процессе;

б – динамика основных показателей разработки:

- 1 – интервалы перфорации; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – направление движения воды и нефти; положение ВНК: ВНК<sub>нач</sub> – начальное, ВНК<sub>к</sub> – конечное;
- давление:  $P_{пл}$  – пластовое,  $P_{нас}$  – насыщение; годовые отборы:  $q_n$  – нефти,  $q_{ж}$  – жидкость;  $B$  – обводненность продукции;  $G$  – промысловый газовый фактор;  $k_{извл.н}$  – коэффициент извлечения нефти

Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки (Рисунок 1 б):

- тесная связь поведения динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта;
- область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи;
- практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора;
- достигаемый высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый II стадией разработки до 8 – 10 % в год и более от начальных извлекаемых запасов (НИЗ);
- отбор за основной период разработки (за первые три стадии) около 85 – 90 % извлекаемых запасов нефти;
- извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти может достигать 0,5 – 1.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти до 0,6 – 0,7. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой минерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пустот породы-коллектора, а также сочетанием исключительно благоприятных геолого-физических условий, в которых действует рассматриваемый режим.

### **Упругий режим**

При этом режиме вытеснение нефти происходит под действием упругого расширения самой нефти, окружающей нефтяную залежь воды и скелета пласта. Обязательным условием существования этого режима (как и водонапорного) является превышение пластового давления над давлением насыщения. Пласт должен быть замкнутым, но достаточно большим, чтобы его упругой энергии хватило для извлечения основных запасов нефти.

Твердый скелет пористого пласта при изменении внутреннего давления деформируется вследствие изменения объема самих частиц оседания кровли пласта при уменьшении внутрипорового давления, что приводит к уменьшению пористости и к дополнительному вытеснению жидкости.

Геологическими условиями, благоприятствующими существованию упругого режима, являются:

- залежь закрытая, не имеющая регулярного питания;
- обширная водонасыщенная зона, находящаяся за пределами контура нефтеносности;
- отсутствие газовой шапки;
- наличие эффективной гидродинамической связи нефтенасыщенной части пласта с законтурной областью;
- превышение пластового давления над давлением насыщения.

Чтобы при приемлемом темпе снижения среднего давления в пласте за разумные сроки отобрать запасы нефти, нужно иметь очень большое отношение объема упругой системы к геологическим запасам нефти [8].

## Упруговодонапорный режим

Режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости. При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате, снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

Упруговодонапорный режим характерен для всех залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам.

Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Так же, как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения.

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен водонапорному режиму, однако вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля не извлекаемых запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает (рисунок 2). Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме имеет и сходства с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее.

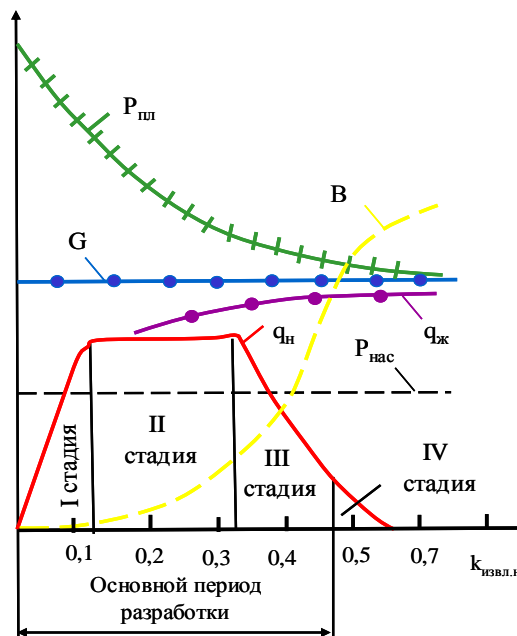


Рисунок 2 – Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме

давление:  $P_{пл}$  – пластовое,  $P_{нас}$  – насыщение; годовые отборы:  $q_k$  – нефти,  $q_{ж}$  – жидкость;  $B$  – обводненность продукции;  $G$  – промысловый газовый фактор;  $k_{извл.н}$  – коэффициент извлечения нефти

Отличия заключаются в следующем: при упруговодонапорном режиме на протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления; по мере расширения области снижения давления вокруг залежи, темп падения давления постепенно замедляется, в результате отбор жидкости при падении давления на 1 МПа во времени постепенно возрастает. Интенсивность замедления падения давления при этом зависит от размеров законтурной области залежи.

Темп добычи нефти при упруговодонапорном режиме во II стадии разработки обычно не превышает от 5 до 7 % в год от НИЗ. К концу основного периода разработки обычно отбирается около 80 % извлекаемых запасов. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме [2].

### Газонапорный режим

Газонапорный режим – это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в нефтяной части залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК. Процесс расширения газовой шапки может несколько активизироваться в связи с поступлением в нее газа, выделяющегося из нефти [9].

Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным (рисунок 3).

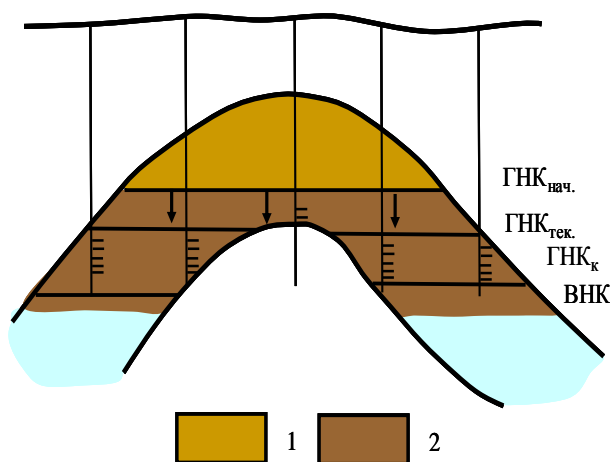


Рисунок 3 – Пример нефтяной залежи при природном газонапорном режиме

При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается. Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из

пласта. Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ во II стадии могут быть довольно высокими – примерно такими же, как и при водонапорном режиме [9].

Однако следует учитывать, что в этом случае темпы рассчитывают, исходя из меньших извлекаемых запасов, поскольку коэффициент извлечения нефти при газонапорном режиме достигает около 0,4.

### Режим растворенного газа

Режим растворенного газа – режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим в чистом виде проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти, при отсутствии газовой шапки.

В процессе разработки происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем же залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную толщину пласта.

Динамика годовых показателей разработки залежи приведена на рисунке 4.

Для режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Конечный коэффициент извлечения нефти не превышает 0,2 – 0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения от 0,1 до 0,15 [11].

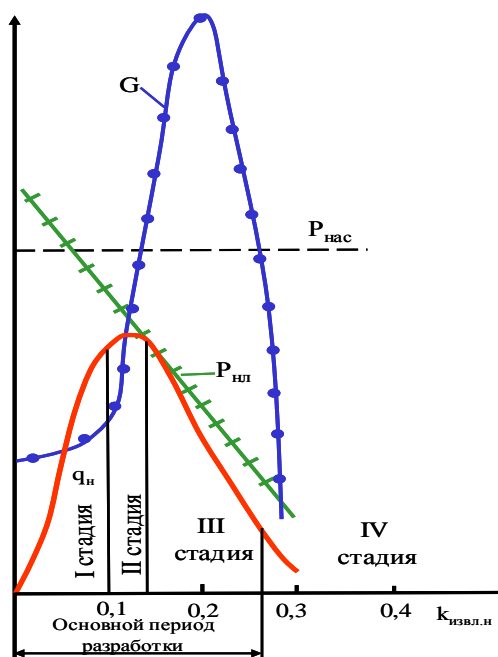


Рисунок 4 – Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа:

$P_{пл}$  – пластовое,  $P_{нас}$  – насыщение; годовые отборы:  $q_k$  – нефти,  $q_{ж}$  – жидкость;  $B$  – обводненность продукции;  $G$  – промысловый газовый фактор;  $k_{извл.н}$  – коэффициент извлечения нефти

### Гравитационный режим

Гравитационный режим – это режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти. Этот вид энергии может действовать, когда другими ее видами залежь не обладает. Режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т.е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Динамика годовой добычи нефти при этом режиме показана на рисунке 5. Нефть отбирается очень низкими темпами – менее 2 – 1 % в год от начальных извлекаемых запасов.

Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течение длительного времени, может быть, достигнут высокий коэффициент извлечения нефти – с учетом коэффициента извлечения, полученного при предшествующем режиме растворенного газа, вплоть до 0,5. Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти – единицы кубометров в 1 м<sup>3</sup> [12].

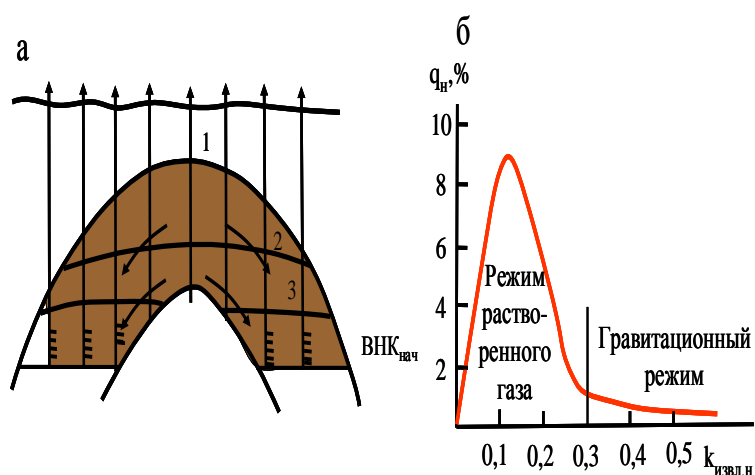


Рисунок 5 – Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме:

а – изменение объема залежи в процессе разработки; б – динамика годовых отборов нефти  $q_n$ ; 1 – 3 – последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате «осушения» верхней части залежи); стрелками показано направление фильтрации нефти



## **Заключение**

Усилия должны быть направлены на разработку приоритетных направлений научно-технического прогресса с целью увеличения эффективности методов повышения нефтеотдачи и новых технологий, усилия производственных организаций на внедрение в промышленных масштабах наиболее эффективных разработок.

Однако в последние годы возникло много осложнений, связанных с внедрением новых методов и технологий, обусловленных тем, что их применение требует дополнительных эксплуатационных затрат на химические реагенты и технические средства. Это отрицательно влияет на конечные экономические показатели производственной деятельности предприятий. Установленные в настоящее время налоги на нефть не дают решать проблему экономического стимулирования добычи нефти новыми методами. В условиях повышенных затрат эти методы для производственных объединений являются нерентабельными.

Необходимо принятие решений, которые позволили бы согласовать экономические интересы народного хозяйства страны и нефтедобывающего предприятия. Механизмы, стимулирующие развитие новых методов, широко применяются во многих нефтедобывающих странах мира. На основании изучения их опыта с учетом экономической ситуации в России представляется целесообразным принять в законодательном порядке ряд эффективных стимулов развития методов увеличения нефтеотдачи и новых технологий (горизонтальное бурение и гидравлический разрыв пласта). В основном они сводятся к отмене уплаты таможенных пошлин, платежей на право пользования недрами и акцизного сбора.

### **Список использованных источников**

1. Амелин И. Д., Гиматудинов Ш. К. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 2018. 234 с.
2. Амелен И.Д., Субботина Е.В. Особенности разработки залежи нефти с карбонатными коллекторами. М., ВНИИОЭНГ, 2016. 247 с.
3. Баренблат Г.И., Ентов В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М.: Недра, 2012 . 290 с.
4. Бескопыйный, В. Н. Физика пласта : учеб. пособие / В. Н. Бескопыйный. – Гомель : ГГТУ, 2009. 128 с.
5. Борисов Ю.П., Рябина З.К., Воинов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М.: Недра, 2016. 273 с.
6. Вахитов Г.Г. Разностные методы решения задач разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 2010. 249 с.
7. Габриэлянц, Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений / Г.А. Габриэлянц. М.: Недра, 2014. 285 с.
8. Гавура В.Е., Исайчев В.В. Современные методы и системы разработки газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2014. 246 с.

9. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Неоднозначность геолого-технологической информации в процессе адаптации гидродинамической модели / Бурение и нефть. 2018. 41 с.

10. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Трехмерная геолого-технологическая модель месторождения УВ на основе индивидуальной поскважинной адаптации / Газовая промышленность. М.: Недра, 2010. 39 с.

11. Гладков Е.А. Методология создания трехмерной геолого-технологической модели на месторождениях с историей разработки более 50 лет / Бурение и нефть. 2011. 35 с.

12. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М., Недра, 2011. 210 с.