

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ К ГОСЭКЗАМЕНУ – Т6

«Подземная гидромеханика (УВ)»

1. Нелинейные законы фильтрации жидкости и газа.
2. Дифференциальные уравнения однофазной изотермической фильтрации. Вывод уравнения неразрывности (баланса массы) фильтрационного потока.
3. Дифференциальные уравнения движения. Зависимости параметров пористой среды и флюидов от давления. Начальные и граничные условия.
4. Основные типы макронеоднородности пластов. Характеристики прямолинейно-параллельного и плоскорадиального фильтрационных потоков несжимаемой жидкости в слоисто-неоднородном и зонально-неоднородном пластах.
5. Прямолинейно-параллельный и плоскорадиальный фильтрационные потоки совершенного (идеального) газа.
6. Потенциал точечного источника и стока на изотропной плоскости. Принцип суперпозиции. Приток жидкости к группе скважин в пласте с удаленным контуром питания.
7. Метод отображения источников и стоков. Вывод уравнения притока жидкости к скважине в пласте вблизи непроницаемой границы.
8. ЭГДА. Приток жидкости к прямолинейным цепочкам и кольцевым батареям скважин. Метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений Ю.П.Борисова.
9. Виды гидродинамического несовершенства скважин. Уравнения притока жидкости к несовершенным скважинам. Учет несовершенства скважин с помощью графиков В.И.Щурова. Приведенный радиус скважины.
10. Неустановившееся (нестационарное) движение упругой жидкости в упругом пласте. Вывод дифференциального уравнения фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде по закону Дарси.
11. Основная формула теории упругого режима фильтрации. Интерференция скважин в условиях упругого режима. Исследование скважин на неустановившемся режиме фильтрации, определение коллекторских свойств пласта. Скин-фактор.
12. Уравнение состояния идеального газа. Характеристики прямолинейно-параллельного и плоскорадиального установившихся фильтрационных потоков идеального газа, их анализ. Индикаторная диаграмма газовой скважины.
13. Уравнение состояния реального газа. Коэффициент сверхсжимаемости. Плоскорадиальный фильтрационный поток реального газа: а) приток к совершенной скважине по линейному и нелинейному законам фильтрации; б) приток к несовершенной скважине.

14. Неустановившееся движение газа в пористой среде. Дифференциальное уравнение Л.С.Лейбензона. Линеаризация уравнения Л.С.Лейбензона и его точное решение.

15. Аналогия между неустановившейся фильтрацией идеального газа и упругой жидкости. Основная формула неустановившейся фильтрации идеального газа.

16. Принцип суперпозиции в задачах неустановившейся фильтрации идеального газа.

17. Решение задачи о притоке газа к скважине методом ПССС. Уравнение истощения (материального баланса) газовой залежи.

18. Приток упругой жидкости к укрупненной скважине.

19. Сущность «поршневого» вытеснения нефти водой. Сравнительный анализ характеристик прямолинейно-параллельного и плоскорадиального «поршневого» вытеснения нефти водой.

20. Устойчивость движения границы раздела двух жидкостей (учет различия плотностей). Движение границы раздела в пористой среде под действием гравитационных сил.

21. Образование конуса подошвенной воды. Расчет предельного безводного дебита скважины. Влияние анизотропии пласта на фильтрацию подошвенных вод.

22. Сущность «непоршневого» вытеснения нефти водой. Модель вытеснения Бакли-Левретта. Анализ классических кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

23. Сущность «непоршневого» вытеснения нефти водой. Модель вытеснения Рапопорта-Лиса.

24. Модифицированные относительные проницаемости и модифицированная водонасыщенность.

25. Механизм химических методов увеличения нефтеотдачи пластов. Активные примеси и их свойства. Дифференциальные уравнения двухфазной фильтрации нефти и воды в присутствии активной примеси.

26. Активные примеси и их свойства. Сравнительный анализ движения «скачков» насыщенности и концентрации при сильной и слабой адсорбции примеси породой.

27. Особенности фильтрации вязко-пластичных жидкостей. Влияние парафинов и асфальтено-смолистых компонентов на процесс структурообразования в нефти.

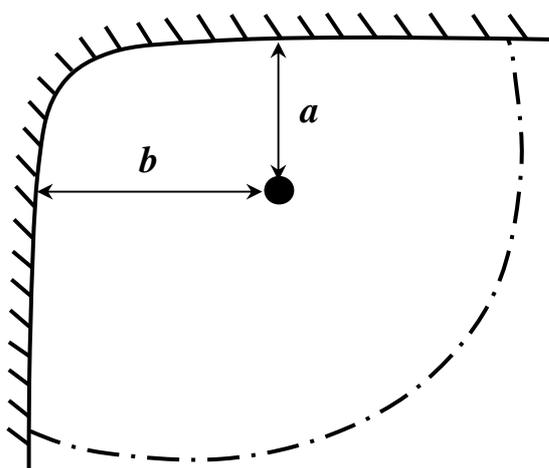
28. Кривые течения вязко-пластичной нефти и их анализ. Критические напряжения и градиенты давления. Последовательность расчета градиента динамического давления сдвига (ГДДС). Тиксотропные свойства структурированных жидкостей.

29. Модели фильтрации вязко-пластичной нефти.

30. Вывод уравнения притока нелинейно вязкопластичной жидкости к скважине. Индикаторная диаграмма скважины при фильтрации неньютоновской нефти.

С.6. СИТУАЦИЯ 1

Небольшая нефтяная залежь, осложнённая зоной выклинивания, вскрыта разведочной скважиной. Схема залежи показана на рисунке. Форма границы выклинивания подтверждена результатами структурного бурения. Положение скважины относительно непроницаемой границы определяется расстояниями $a=210$ м и $b=560$ м. Длина полуоси залежи 2,4 км.



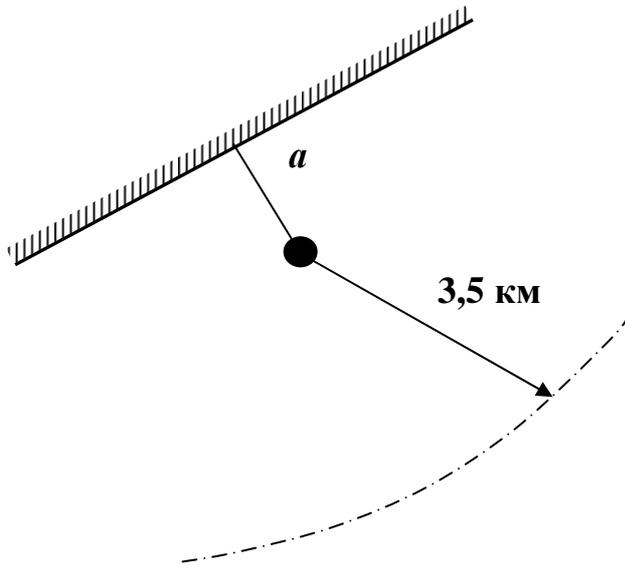
Предполагается, что залежь будет эксплуатироваться единственной имеющейся скважиной, которую можно считать гидродинамически совершенной.

Основные свойства пласта и нефти известны: средняя нефтенасыщенная толщина 8 м, средняя проницаемость $0,350$ мкм², начальное пластовое давление 18 МПа, вязкость нефти 4 мПа·с, давление насыщения нефти газом 7 МПа.

Проектный отбор нефти из скважины задан на уровне 320 м³/сут при забойном давлении 9,5 МПа. Фактический дебит скважины составляет 180 м³/сут, при этом текущее пластовое давление равно начальному, а забойное — проектному. Оборудование исправно. Назовите возможные причины расхождения проектных и фактических показателей.

С.6. СИТУАЦИЯ 2

Нефтяная залежь, вскрытая разведочной скважиной, характеризуется зональным замещением проницаемой породы породой-неколлектором. Положение скважины относительно границы выклинивания, как показано на рисунке, определяется расстоянием $a=120$ м. Удаление от контура питания 3,5 км.



Предполагается, что залежь будет эксплуатироваться единственной имеющейся скважиной, которую можно считать гидродинамически совершенной с радиусом 0,1 м.

Основные свойства пласта и нефти известны: средняя нефтенасыщенная толщина 6 м, средняя проницаемость 0,140 мкм², начальное пластовое давление 21 МПа, вязкость нефти 3 мПа·с, давление насыщения нефти газом 8 МПа.

Проектный отбор нефти из скважины задан на уровне 130 м³/сут при забойном давлении 12 МПа. Фактический дебит скважины составляет 60 м³/сут, при этом текущее пластовое давление равно начальному, а забойное - проектному. Оборудование исправно. Назовите возможные причины расхождения проектных и фактических показателей.

С.6. СИТУАЦИЯ 3

Пласт, проницаемость которого составляет $0,850 \text{ мкм}^2$, эксплуатируется одной центральной скважиной с условным радиусом 10 см при забойном давлении 9 МПа. Радиус контура питания 2 км, пластовое давление постоянно и равно 18 МПа. Давление насыщения нефти газом равно 6 МПа. В процессе эксплуатации произошло постепенное снижение дебита нефти. Промысловыми гидродинамическими исследованиями установлено, что проницаемость в призабойной зоне скважины снизилась до $0,310 \text{ мкм}^2$. Радиус зоны кольматации составляет 1,8 м. Для увеличения добычи в скважину планируется спустить насос с большей теоретической производительностью. Согласны ли Вы, что это мероприятие позволит восстановить первоначальный дебит скважины? Предложите другие возможные варианты.

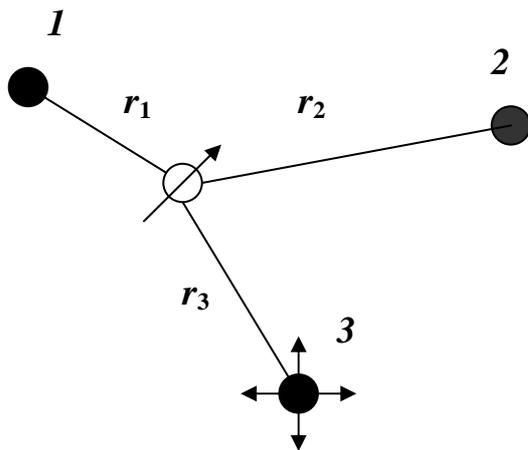
С.6. СИТУАЦИЯ 4

Нефтяной пласт с радиусом контура питания 12 км эксплуатировался единственной скважиной, совершенной по степени и по характеру вскрытия. Давление на забое скважины составляло 21,5 МПа. Через некоторое время после ввода в эксплуатацию второй скважины с забойным давлением 11 МПа дебит первой скважины упал до нуля. Расстояние между забоями скважин 250 м. Обе скважины достаточно удалены от контура питания, давление на котором постоянно и равно 26 МПа. Химическая обработка призабойной зоны первой скважины, проведённая сервисным предприятием, оказалась безрезультатной. Считаете ли Вы, что в данной ситуации предприятие-подрядчик должно нести ответственность за некачественно выполненные работы?

С.6. СИТУАЦИЯ 5

Участок нефтяного пласта эксплуатируется двумя добывающими скважинами. Толщина пласта постоянна и равна 12 м, проницаемость $0,280 \text{ мкм}^2$, вязкость пластовой жидкости 3 мПа·с, коэффициент пьезопроводности пласта $2,5 \text{ м}^2/\text{с}$. Первой была введена в эксплуатацию скважина №1 с дебитом $80 \text{ м}^3/\text{сут}$. Через 10 месяцев вступила в эксплуатацию скважина №2, дебит которой составил $110 \text{ м}^3/\text{сут}$. С помощью контрольно-пьезометрической скважины, расположенной на расстоянии 300 м от скважины №1 и 420 м - от скважины №2, установлено, что пластовое давление на участке существенно снизилось.

Для поддержания пластового давления через 14 месяцев после начала эксплуатации участка была введена в действие нагнетательная скважина №3, приёмистость которой составила $470 \text{ м}^3/\text{сут}$. Расстояние между забоями нагнетательной и контрольно-пьезометрической скважин 340 м. Схема расположения скважин показана на рисунке.

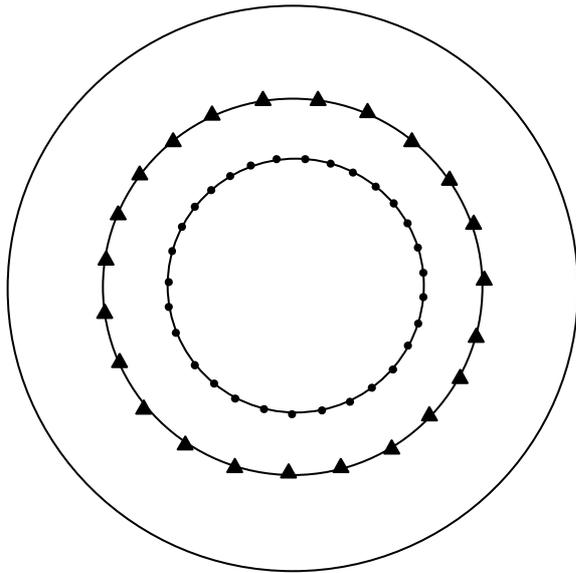


К концу третьего года эксплуатации участка давление в скважине-пьезометре увеличилось на 1 МПа. Можно ли утверждать, что заводнение осуществляется эффективно, а если нет, то по каким причинам?

Интегральная показательная функция (выборочно)

x	$E_i(-x)$	x	$E_i(-x)$
$3,2 \cdot 10^{-5}$	-9,7727	$2,6 \cdot 10^{-4}$	-7,6793
$5,7 \cdot 10^{-5}$	-9,1953	$7,9 \cdot 10^{-4}$	-6,5732
$9,5 \cdot 10^{-5}$	-8,6845	$9,5 \cdot 10^{-4}$	-6,3904
$1,3 \cdot 10^{-4}$	-8,3711	0,0014	-5,9955
$1,8 \cdot 10^{-4}$	-8,0462	0,0020	-5,6391
$2,2 \cdot 10^{-4}$	-7,8448	0,0033	-5,1400
$2,4 \cdot 10^{-4}$	-7,7591	0,0041	-4,9237

С.6. СИТУАЦИЯ 6



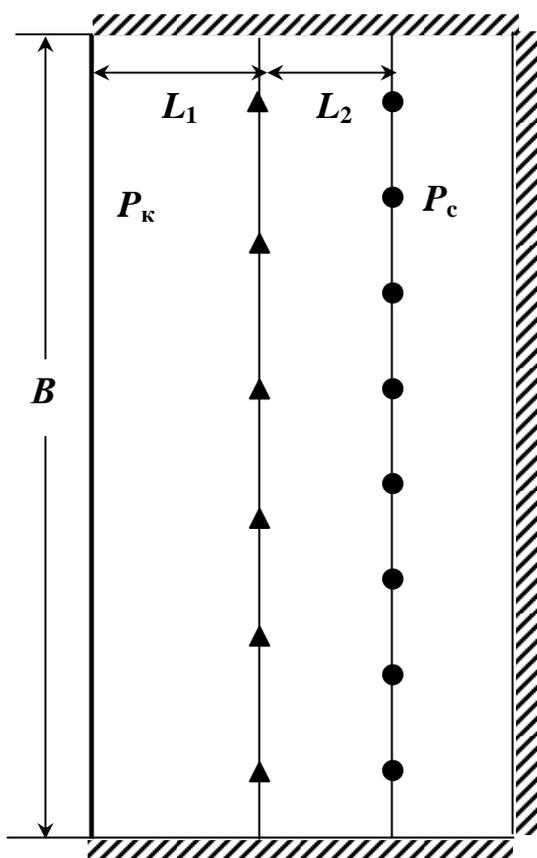
- ▲ скважина нагнетательная
- скважина добывающая
- контур питания

Нефтенасыщенный пласт разрабатывается эксплуатационными скважинами, забои которых образуют, как показано на рисунке, круговой ряд, соосный контуру питания. Число скважин в ряду 31. Для поддержания пластового давления используются 23 нагнетательные скважины, расположенные между контуром питания и эксплуатационными скважинами в виде внешнего кругового ряда. Радиус контура питания 4000 м, радиус нагнетательного ряда скважин 1465 м, радиус эксплуатационного ряда скважин 987 м. Продуктивная толщина пласта постоянна и равна 6 м.

Все скважины гидродинамически совершенны, их радиусы можно принять равными 10 см. Давление на контуре питания 27 МПа, давление на забоях эксплуатационных скважин 19 МПа, коэффициент проницаемости пласта $0,300 \text{ мкм}^2$, коэффициент динамической вязкости нефти 8 мПа·с, коэффициент динамической вязкости воды 1 мПа·с.

Проектный уровень отбора жидкости из пласта составляет $2875 \text{ м}^3/\text{сут}$. По первому варианту приёмистость одной нагнетательной скважины планируется поддерживать на уровне $125 \text{ м}^3/\text{сут}$, по второму – $365 \text{ м}^3/\text{сут}$. Какой вариант выберете Вы? Обоснуйте свой выбор.

С.6. СИТУАЦИЯ 7



Нефтенасыщенный пласт с односторонним контуром питания, показанный на рисунке, разрабатывается 20-ю эксплуатационными скважинами, образующими один протяжённый ряд. Для поддержания пластового давления используются 12 нагнетательных скважин, расположенных между контуром питания и эксплуатационными скважинами также в виде ряда. Ширина пласта $B=7200$ м, продуктивная толщина постоянна и равна 9 м. Расстояние от контура питания до нагнетательных скважин $L_1=1500$ м, расстояние между рядами скважин $L_2=700$ м. Все скважины гидродинамически совершенны, их радиусы можно принять равными 10 см.

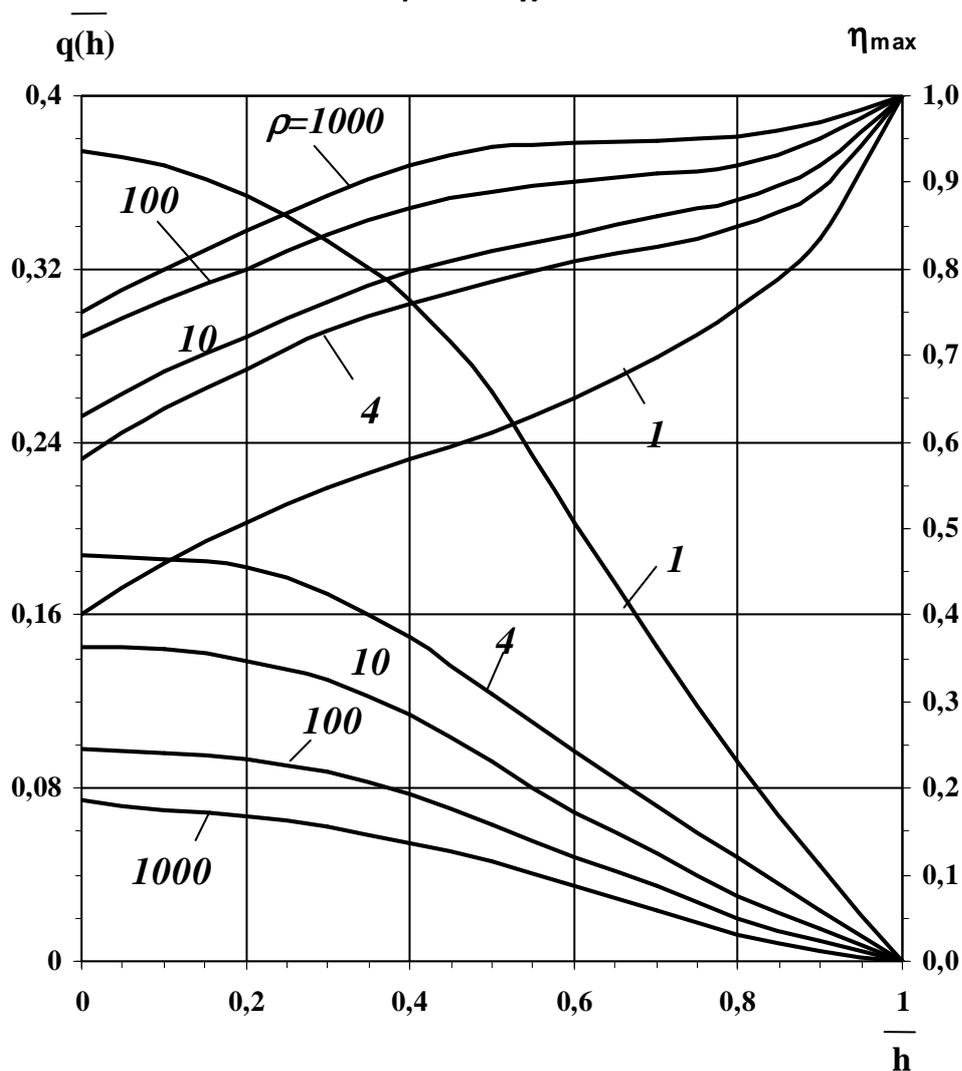
Давление на контуре питания $P_k=25$ МПа, давление на забоях добывающих скважин $P_c=17,5$ МПа, коэффициент проницаемости пласта $0,500$ мкм², коэффициент динамической вязкости нефти 6 мПа·с, коэффициент динамической вязкости воды 1 мПа·с.

Проектный уровень отбора жидкости из пласта составляет 3000 м³/сут. По первому варианту приёмистость одной нагнетательной скважины планируется поддерживать на уровне 150 м³/сут, по второму – 250 м³/сут. Какой вариант выберете Вы? Обоснуйте свой выбор.

С.6. СИТУАЦИЯ 8

Эксплуатационная скважина, вскрывшая пласт с подошвенной водой на глубину 15 м и работавшая с дебитом 60 м³/сут, через непродолжительное время обводнилась на 99%. В Вашем распоряжении имеются следующие данные: толщина нефтенасыщенной части пласта 35 м, проницаемость по напластованию 0,510 мкм², проницаемость перпендикулярно напластованию 0,680 мкм², плотность воды 1170 кг/м³, плотность нефти 750 кг/м³, динамическая вязкость нефти 3 мПа·с, радиус контура питания 300 м. Проанализируйте возможные причины обводнения скважины.

График зависимостей для расчета предельного безводного дебита нефти;
 $\rho = R_0 / \chi_{\Delta} h_0$



С.6. СИТУАЦИЯ 9

Математическая обработка результатов лабораторных экспериментов по вытеснению нефти водой показала, что зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти $K_n(S)$ и воды $K_g(S)$ от водонасыщенности S представляются в виде аналитических соотношений:

$$k_n(S) = \left(\frac{S^* - S}{S^* - S_{св}} \right)^2 \quad \text{при } S_{св} \leq S \leq S^* ;$$
$$k_g(S) = \begin{cases} \left(\frac{S - S_{св}}{S^* - S_{св}} \right)^2 & \text{при } S_{св} \leq S \leq S_I ; \\ 0,875 \cdot \left(\frac{S - S_{св}}{S^* - S_{св}} \right)^{1/2} & \text{при } S_I \leq S \leq 1 . \end{cases}$$

При этом насыщенность связанной водой $S_{св}=0,06$ и предельная водонасыщенность $S^*=0,78$. Динамическая вязкость вытесняющей воды $\mu_g=1$ мПа·с, динамическая вязкость нефти $\mu_n=16$ мПа·с. В качестве одного из методов воздействия на продуктивный пласт рассматривается термальное заводнение. Известно, что оно будет способствовать снижению вязкости нефти в 4 раза. Докажите, что этот метод действительно будет эффективен в условиях пласта с заданными характеристиками.

С.6. СИТУАЦИЯ 10

Невозмущенный нефтяной пласт с начальным давлением 20 МПа и толщиной 10 м вскрыт единственной скважиной, которая пущена в работу с постоянным дебитом $130 \text{ м}^3/\text{сут}$. Через 60 суток скважина была остановлена, приток жидкости к её забою прекратился почти мгновенно. Специалисты уверены, что уже через 24 часа после остановки скважины давление на расстоянии 150 м восстановится до начального пластового. Известно, что пьезопроводность пласта $2 \text{ м}^2/\text{с}$, проницаемость $0,100 \text{ мкм}^2$, динамическая вязкость пластовой жидкости $8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Гидродинамическая связь пласта с удалённой законтурной областью затруднена. Что, на Ваш взгляд, произойдет с давлением? Обоснуйте свою точку зрения.

Интегральная показательная функция (выборочно)

x	$E_i(-x)$	x	$E_i(-x)$
$1,4 \cdot 10^{-5}$	-10,5993	$9,5 \cdot 10^{-4}$	-6,3904
$4,6 \cdot 10^{-5}$	-9,4098	0,0050	-4,7262
$8,2 \cdot 10^{-5}$	-8,8317	0,0084	-4,2104
$1,3 \cdot 10^{-4}$	-8,3711	0,033	-2,8757
$3,9 \cdot 10^{-4}$	-7,2751	0,058	-2,3295
$5,3 \cdot 10^{-4}$	-6,9698	0,077	-2,0640
$7,1 \cdot 10^{-4}$	-6,6792	0,096	-1,8611

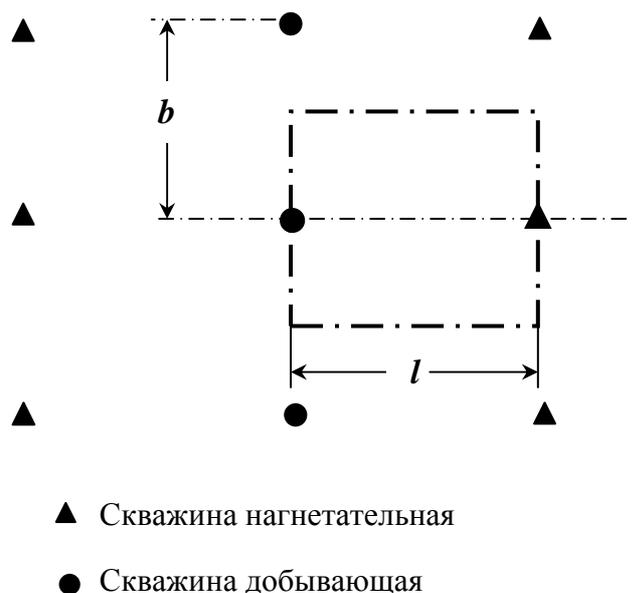
С.6. СИТУАЦИЯ 11

Невозмущённый нефтяной пласт с начальным давлением 24 МПа и толщиной 6 м вскрыт единственной скважиной, которая пущена в работу с постоянным дебитом 90 м³/сут. Через 40 суток дебит скважины был увеличен до 160 м³/сут. Известно, что пьезопроводность пласта 2 м²/с, проницаемость 0,130 мкм², динамическая вязкость пластовой жидкости 4 мПа·с, давление насыщения нефти газом 9 МПа, радиус скважины 10 см. Расстояние до внешней круговой границы пласта 1 км. Гидродинамическая связь пласта с законтурной водонапорной областью затруднена. К каким последствиям может привести интенсификация через 12 месяцев после увеличения дебита скважины?

Интегральная показательная функция (выборочно)

x	$E_i(-x)$	x	$E_i(-x)$
$5,8 \cdot 10^{-5}$	-9,1780	0,0074	-4,3361
$9,1 \cdot 10^{-5}$	-8,7275	0,0087	-4,1756
$3,5 \cdot 10^{-4}$	-7,3829	0,010	-4,0379
$8,8 \cdot 10^{-4}$	-6,4663	0,036	-2,7923
0,0036	-5,0533	0,052	-2,4333
0,0040	-4,9483	0,068	-2,1793
0,0048	-4,7668	0,130	-1,6088

С.6. СИТУАЦИЯ 12



Нефтяной пласт, гидродинамически не связанный с законтурной водонапорной областью, разрабатывается с применением внутриконтурного заводнения при однорядной схеме размещения скважин. Число нагнетательных скважин в каждом ряду равно числу добывающих скважин, по направлению к которым происходит вытеснение нефти водой. Схема элемента системы разработки показана на рисунке. Расстояние между рядами

скважин $l=800$ м, расстояние между скважинами в рядах $b=600$ м.

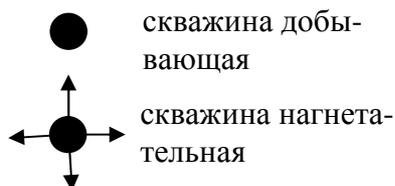
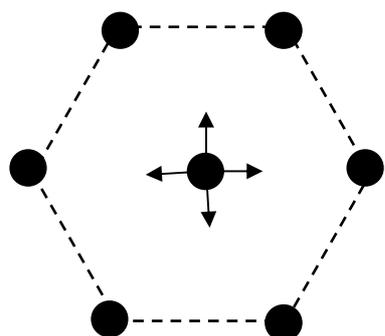
Пласт представлен терригенным коллектором и имеет следующие параметры: охваченная заводнением нефтенасыщенная толщина $h=10$ м, абсолютная проницаемость $k=0,450$ мкм², вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n=5$ мПа·с, вязкость воды $\mu_w=1$ мПа·с.

По результатам лабораторных исследований процесса вытеснения на образцах породы установлено, что исходную фазовую проницаемость для нефти можно считать равной абсолютной проницаемости пласта. Соответственно, относительная проницаемость $k_n(S_{cv})=1$ (здесь S_{cv} – насыщенность связанной водой). Относительная фазовая проницаемость породы для воды в «промытых» зонах равна $k_w(S^*)=0,72$ (здесь S^* – предельная водонасыщенность).

В соответствии с проектом разработки в каждую нагнетательную скважину радиусом $r_{nc}=0,1$ м закачивается вода с расходом $q=380$ м³/сут при забойном давлении нагнетания $P_n=32$ МПа. Характер вытеснения нефти водой близок к поршневому. Отбор жидкости из добывающих скважин постоянный, дебит одной добывающей скважины равен расходу нагнетательной скважины. Радиусы добывающих скважин $r_c=0,1$ м.

В некоторый момент времени фронт закачиваемой воды проник в пласт на расстояние $x_w=200$ м. Отреагирует ли забойное давление P_c в добывающих скважинах на увеличение заводнённого объема пласта? Обоснуйте свою точку зрения.

С.6. СИТУАЦИЯ 13



Нефтяной пласт площадью $F=410 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, гидродинамически не связанный с законтурной водонапорной областью, разрабатывается с использованием заводнения при площадной семиточечной схеме размещения скважин. Схема элемента системы разработки показана на рисунке, всего введено в действие $N=18$ элементов.

Пласт представлен терригенным коллектором и имеет следующие параметры: охваченная заводнением нефтенасыщенная толщина $h=8 \text{ м}$, абсолютная проницаемость $k=0,310 \text{ мкм}^2$, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n=6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, вязкость воды $\mu_w=1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

По результатам лабораторных исследований процесса вытеснения на образцах породы установлено, что исходную фазовую проницаемость для нефти можно считать равной абсолютной проницаемости пласта. Соответственно, относительная проницаемость $k_n(S_{св})=1$ (здесь $S_{св}$ – насыщенность связанной водой). Относительная фазовая проницаемость породы для воды в «промытых» зонах равна $k_w(S^*)=0,67$ (здесь S^* - предельная водонасыщенность).

В соответствии с проектом разработки в каждую нагнетательную скважину радиусом $r_{нс}=0,1 \text{ м}$ закачивается вода с расходом $q=320 \text{ м}^3/\text{сут}$ при забойном давлении нагнетания $P_n=28 \text{ МПа}$. Характер вытеснения нефти водой близок к поршневому. Отбор жидкости из добывающих скважин постоянный, причём в границах элемента в случае жёсткого водонапорного режима $q=2q_c$ (учитывается влияние смежных элементов). Радиус одной добывающей скважины $r_c=0,1 \text{ м}$.

В некоторый момент времени фронт закачиваемой воды проник в пласт на расстояние $r_b=150 \text{ м}$. Отреагирует ли забойное давление P_c в добывающих скважинах на увеличение заводнённого объема пласта? Обоснуйте свою точку зрения.

С.6. СИТУАЦИЯ 14

Нефтяной пласт, форма которого близка к круговой, эксплуатируется одной гидродинамически совершенной скважиной. Забой скважины расположен в центральной части пласта, максимально удалённой от контура питания. Пласт состоит из трёх слоев толщиной 4 м, 2 м и 3 м с проницаемостью $0,180 \text{ мкм}^2$, $1,2 \text{ мкм}^2$ и $0,090 \text{ мкм}^2$ соответственно. Слои разделены тонкой глинистой перемычкой, исключаяющей перетоки жидкости между ними. Давления на контуре питания и на забое скважины постоянны и существенно превышают давление насыщения.

В процессе эксплуатации скважины выяснилось, что из слоя с самой высокой проницаемостью приток нефти отсутствовал. Специалисты уверены, что химическая обработка призабойной зоны скважины позволит подключить слой в работу. Будет ли этого достаточно для увеличения дебита скважины в 3 раза?

С.6. СИТУАЦИЯ 15

Скважина с условным радиусом 10 см эксплуатирует нефтяной пласт с радиусом контура питания 2 км, характеризующийся коэффициентом проницаемости $0,110 \text{ мкм}^2$ и пористостью 18%. Пласт вскрыт скважиной на всю толщину, которая может считаться постоянной и равна 8 м. В процессе эксплуатации проницаемость призабойной зоны скважины снизилась до $0,020 \text{ мкм}^2$. Промысловыми гидродинамическими исследованиями установлено, что радиус кольматированной зоны составляет 40 см.

Для химической обработки пласта рекомендуется композиция, которая, согласно лабораторным исследованиям, способна полностью восстановить проницаемость кольматированной зоны, а при воздействии на удалённую часть пласта – увеличить начальную проницаемость в 4 раза.

Возможны два варианта проведения обработки: первый – с объёмом композиции 3 м^3 , второй – с объёмом композиции 16 м^3 . Представитель сервисного предприятия настаивает на втором варианте. По его мнению, увеличение объёма композиции позволит в 2,5 раза увеличить приток нефти к скважине. Прав ли он? Свой ответ обоснуйте.

С.6. СИТУАЦИЯ 16

Гидродинамически совершенная добывающая скважина эксплуатирует нефтяной пласт в условиях жёсткого водонапорного режима. На забое скважины с условным радиусом 0,1 м поддерживается постоянное давление, равное 11 МПа. Основные свойства пласта и нефти известны: средняя нефтенасыщенная толщина 10 м, средняя проницаемость $0,490 \text{ мкм}^2$, вязкость нефти 6 мПа·с. Давление на удалённом контуре питания, который можно схематизировать окружностью с радиусом 5 км, постоянно и равно 18 МПа.

Предполагается, что вскоре пласт будет вскрыт второй скважиной, забой которой будет находиться на расстоянии 500 м от забоя первой скважины. Условия эксплуатации скважин идентичны. Можно ли утверждать, что в связи с вводом второй скважины добыча нефти из пласта удвоится?

С.6. СИТУАЦИЯ 17

Гидродинамически совершенная добывающая скважина эксплуатирует нефтяной пласт в условиях жёсткого водонапорного режима. На забое скважины с условным радиусом 0,1 м поддерживается постоянное давление, равное 8 МПа. Основные свойства пласта и нефти известны: средняя нефтенасыщенная толщина 7 м, средняя проницаемость $0,130 \text{ мкм}^2$, вязкость нефти 3 мПа·с. Давление на удалённом контуре питания, который можно схематизировать окружностью с радиусом 6 км, постоянно и равно 17 МПа.

Предполагается, что суммарный отбор нефти увеличится в 1,5 раза, если пласт будет вскрыт второй скважиной, забой которой находится на расстоянии 300 м от забоя первой скважины. Условия эксплуатации скважин идентичны. Верно ли предположение?

С.6. СИТУАЦИЯ 18

В Вашем распоряжении имеются карты изобар, построенные в масштабе 1:10000 и характеризующие распределение пластового давления в нефтяной залежи. Изобары проведены через 10 ат (1 МПа). На картах выделяются участки, в пределах которых расстояния между соседними изобарами составляют 1,5 см; 3 см; 5 см.

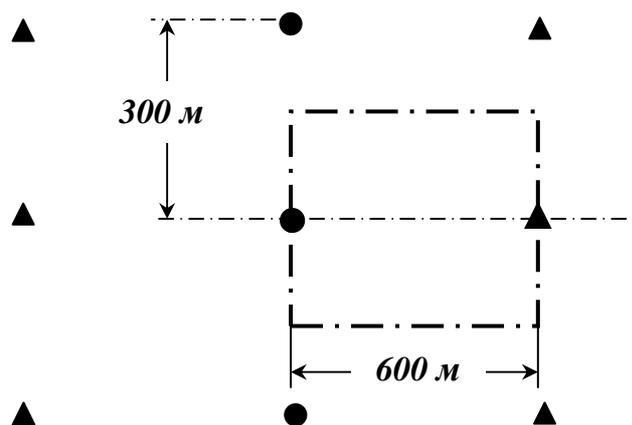
По результатам исследования проб нефти установлено, что массовое содержание в ней высокомолекулярных компонентов составляет: асфальтенов – 3,6%; смол – 14,1%. В попутном газе содержится азота $4,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$, метана $3,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$, этана $7,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Средняя температура пласта равна 30°C . Пласт сложен песчаником, средняя проницаемость которого составляет $0,110 \text{ мкм}^2$.

Будут ли вязко-структурные свойства нефти влиять на разработку в пределах выделенных участков пласта?

С.6. СИТУАЦИЯ 19

Гидродинамически совершенная скважина с условным радиусом 10 см расположена в центральной части нефтяного пласта, контур питания которого схематизируется окружностью с радиусом 2 км. Пласт имеет постоянную толщину 8 м и характеризуется проницаемостью $0,520 \text{ мкм}^2$. Давление на контуре питания постоянно и равно 24 МПа. Давление насыщения нефти газом 6 МПа. Исследованиями нефти установлено, что при фильтрации она проявляет свойства нелинейно вязко-пластичной жидкости: вязкость нефти с не разрушенной структурой 74 мПа·с, вязкость нефти с предельно разрушенной структурой 5 мПа·с, градиент динамического давления сдвига $0,0058 \text{ МПа/м}$, градиент давления предельного разрушения структуры $0,0083 \text{ МПа/м}$. Скважина эксплуатируется с дебитом $80 \text{ м}^3/\text{сут}$. Планируется увеличить дебит скважины в три раза за счёт снижения забойного давления. Согласны ли Вы, что неизбежное в данном случае трёхкратное увеличение депрессии приведёт к выделению газа в пласте и ухудшению условий фильтрации нефти?

С.6. СИТУАЦИЯ 20



- ▲ Скважина нагнетательная
- Скважина добывающая

Один из вариантов разработки нефтяного пласта, гидродинамически не связанного с законтурной водонапорной областью, предусматривает применение внутриконтурного заводнения при однорядной схеме размещения скважин. Число нагнетательных скважин в каждом ряду равно числу добывающих скважин. Схема элемента системы разработки показана на рисунке. Пласт представлен терригенным коллектором, охваченная заводнением нефтенасыщенная толщина равна 7 м, пористость 20%, вязкость нефти в пластовых условиях 15 мПа·с, вязкость воды $\mu_w=1$ мПа·с. Характер вытеснения нефти водой непоршневой.

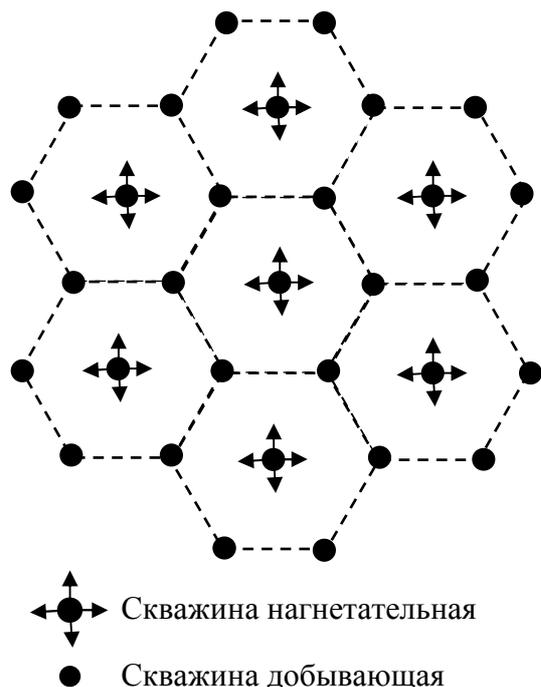
По результатам лабораторных исследований процесса вытеснения на образцах породы установлено, что насыщенность связанной водой составляет 8%, предельная водонасыщенность 72%. С изменением водонасыщенности S в указанном диапазоне относительные фазовые проницаемости для нефти k_n и воды k_w принимают следующие значения:

S	0,08	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,72
k_n	1,000	0,938	0,793	0,660	0,539	0,431	0,334	0,250	0,178	0,118	0,071	0,035	0,000
k_w	0,000	0,001	0,012	0,035	0,071	0,118	0,178	0,250	0,334	0,431	0,539	0,660	0,821

В каждую нагнетательную скважину планируется закачивать воду с расходом $q=340$ м³/сут. Отбор жидкости из добывающих скважин постоянный, дебит одной добывающей скважины равен расходу нагнетательной скважины.

Как повлияет на продолжительность безводного периода разработки выравнивание вязкостей нефти и воды?

С.6. СИТУАЦИЯ 21



При проектировании разработки нефтяного пласта, гидродинамически не связанного с законтурной водонапорной областью, рассматривается вариант с внутриконтурным заводнением при площадной семиточечной схеме размещения скважин, как показано на рисунке. Площадь одного элемента равна площади шестиугольника, в вершинах которого находятся шесть добывающих скважин, а в центре - одна нагнетательная скважина, и составляет 16,8 га. Пласт представлен терригенным коллектором, охваченная заводнением нефтенасыщенная толщина равна 9 м, пористость 15%, вязкость нефти в пластовых условиях 12 мПа·с, вязкость воды $\mu_w=1$ мПа·с. Характер вытеснения нефти водой непоршневой.

По результатам лабораторных исследований процесса вытеснения на образцах породы установлено, что насыщенность связанной водой составляет 13%, предельная водонасыщенность 74%. С изменением водонасыщенности S в указанном диапазоне относительные фазовые проницаемости для нефти k_n и воды k_w принимают следующие значения:

S	0,13	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,74
k_n	1,000	0,936	0,784	0,645	0,520	0,409	0,311	0,226	0,155	0,097	0,053	0,022	0,000
k_w	0,000	0,001	0,013	0,039	0,078	0,130	0,196	0,275	0,368	0,474	0,594	0,727	0,837

В каждую нагнетательную скважину планируется закачивать воду с расходом $q=180$ м³/сут. Залежь предполагается эксплуатировать в условиях жёсткого водонапорного режима при постоянном отборе жидкости из добывающих скважин.

Как повлияет на продолжительность безводного периода разработки выравнивание вязкостей нефти и воды?

С.6. СИТУАЦИЯ 22

Пласт, проницаемость которого составляет $0,360 \text{ мкм}^2$, эксплуатируется одной центральной скважиной с условным радиусом 10 см при забойном давлении 12 МПа. Радиус контура питания 2,6 км, пластовое давление постоянно и равно 18 МПа. Давление насыщения нефти газом равно 7 МПа. В процессе эксплуатации произошло постепенное снижение дебита нефти. Промысловыми гидродинамическими исследованиями установлено, что проницаемость в призабойной зоне скважины снизилась до $0,130 \text{ мкм}^2$. Радиус зоны кольматации составляет 0,7 м. В скважину планируется спустить более производительный насос. Реально ли с помощью данного мероприятия восстановить первоначальный дебит скважины? Предложите способы, которые помогут не только восстановить, но и увеличить добычу.

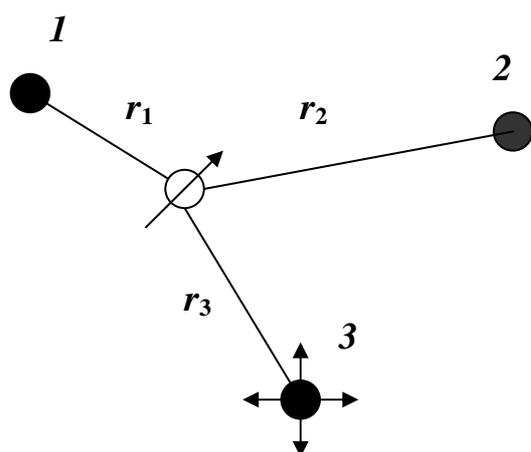
С.6. СИТУАЦИЯ 23

Нефтяной пласт с радиусом контура питания 9 км эксплуатировался единственной скважиной с условным радиусом 0,1 м. Давление на забое скважины составляло 14 МПа. После ввода в эксплуатацию второй скважины с таким же радиусом и забойным давлением 8 МПа дебит первой скважины упал до нуля. Расстояние между забоями скважин 200 м. Обе скважины достаточно удалены от контура питания, давление на котором постоянно и равно 17 МПа. Химическая обработка призабойной зоны первой скважины, проведенная сервисным предприятием, оказалась безрезультатной. Считаете ли Вы, что причиной данной ситуации явилось некачественное выполнение работы предприятием-подрядчиком, которое должно нести ответственность?

С.6. СИТУАЦИЯ 24

Участок нефтяного пласта эксплуатируется двумя добывающими скважинами. Толщина пласта постоянна и равна 6 м, проницаемость $0,170 \text{ мкм}^2$, вязкость пластовой жидкости 8 мПа·с, коэффициент пьезопроводности пласта $2,2 \text{ м}^2/\text{с}$. Первой была введена в эксплуатацию скважина №1 с дебитом $120 \text{ м}^3/\text{сут}$. Через 6 месяцев вступила в эксплуатацию скважина №2, дебит которой составил $90 \text{ м}^3/\text{сут}$. С помощью контрольно-пьезометрической скважины, расположенной на расстоянии 250 м от скважины №1 и 310 м - от скважины №2, установлено, что пластовое давление на участке существенно снизилось.

Для поддержания пластового давления через 10 месяцев после начала эксплуатации участка была введена в действие нагнетательная скважина №3, приёмистость которой составила $330 \text{ м}^3/\text{сут}$. Расстояние между забоями нагнетательной и контрольно-пьезометрической скважин 400 м. Схема расположения скважин показана на рисунке.

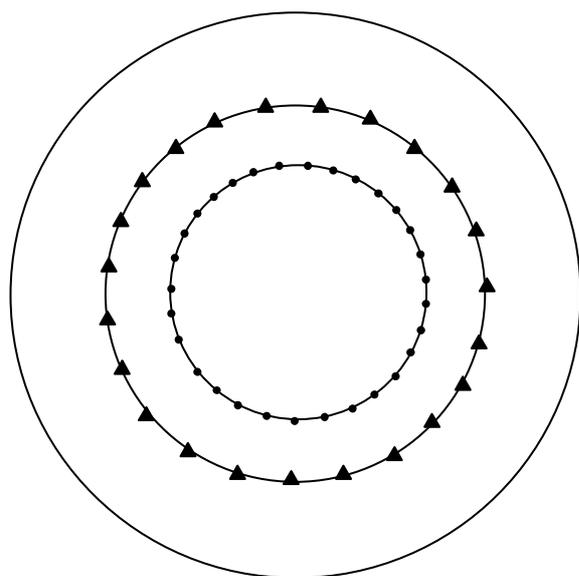


К концу второго года эксплуатации участка давление в скважине-пьезометре увеличилось на 1,5 МПа. Можно ли утверждать, что заводнение осуществляется эффективно, а если нет, то по каким причинам?

Интегральная показательная функция (выборочно)

x	$E_i(-x)$	x	$E_i(-x)$
$3,2 \cdot 10^{-5}$	-9,7727	$2,6 \cdot 10^{-4}$	-7,6793
$5,7 \cdot 10^{-5}$	-9,1953	$5,0 \cdot 10^{-4}$	-7,0278
$9,5 \cdot 10^{-5}$	-8,6845	$7,9 \cdot 10^{-4}$	-6,5732
$1,1 \cdot 10^{-4}$	-8,5379	$9,5 \cdot 10^{-4}$	-6,3904
$1,3 \cdot 10^{-4}$	-8,3711	0,0014	-5,9955
$1,8 \cdot 10^{-4}$	-8,0462	0,0020	-5,6391
$2,2 \cdot 10^{-4}$	-7,8448	0,0033	-5,1400
$2,3 \cdot 10^{-4}$	-7,8003	0,0041	-4,9237

С.6. СИТУАЦИЯ 25



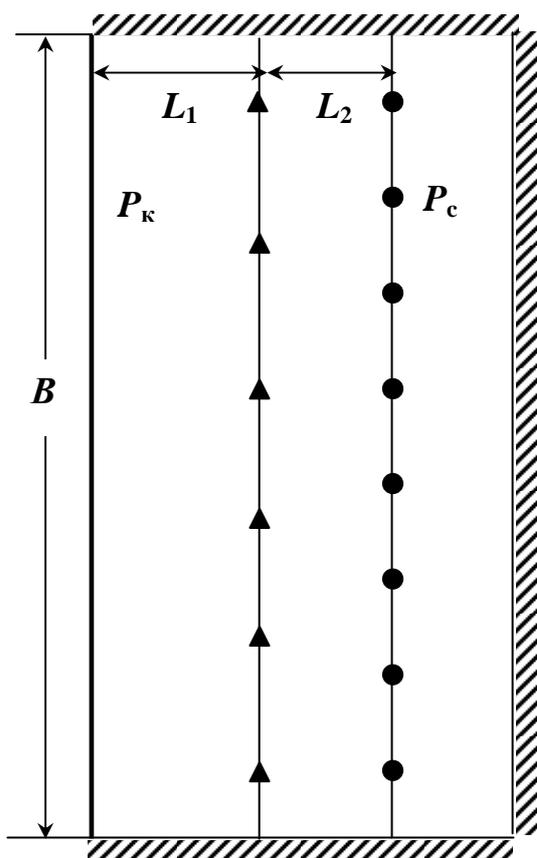
- ▲ скважина нагнетательная
- скважина эксплуатационная
- контур питания

Нефтенасыщенный пласт разрабатывается эксплуатационными скважинами, забои которых образуют, как показано на рисунке, круговой ряд, соосный контуру питания. Число скважин в ряду 25. Для поддержания пластового давления используются 22 нагнетательные скважины, расположенные между контуром питания и эксплуатационными скважинами в виде внешнего кругового ряда. Радиус контура питания 7000 м, радиус нагнетательного ряда скважин 2100 м, радиус эксплуатационного ряда скважин 1590 м. Продуктивная толщина пласта постоянна и равна 10 м.

Все скважины гидродинамически совершенны, их радиусы можно принять равными 10 см. Давление на контуре питания 21 МПа, давление на забоях эксплуатационных скважин 16 МПа, коэффициент проницаемости пласта $0,180 \text{ мкм}^2$, коэффициент динамической вязкости нефти 4 мПа·с, коэффициент динамической вязкости воды 1 мПа·с.

Проектный уровень отбора жидкости из пласта составляет $3750 \text{ м}^3/\text{сут}$. По первому варианту приёмистость одной нагнетательной скважины планируется поддерживать на уровне $290 \text{ м}^3/\text{сут}$, по второму – $171 \text{ м}^3/\text{сут}$. Какой вариант выберете Вы? Обоснуйте свой выбор.

С.6. СИТУАЦИЯ 26



Нефтенасыщенный пласт с односторонним контуром питания, показанный на рисунке, разрабатывается 10-ю эксплуатационными скважинами, образующими один протяженный ряд. Для поддержания пластового давления используются 8 нагнетательных скважин, расположенных между контуром питания и эксплуатационными скважинами также в виде ряда. Ширина пласта $B=3600$ м, продуктивная толщина постоянна и равна 8 м. Расстояние от контура питания до нагнетательных скважин $L_1=2100$ м, расстояние между рядами скважин $L_2=640$ м. Все скважины гидродинамически совершенны, их радиусы можно принять равными 10 см.

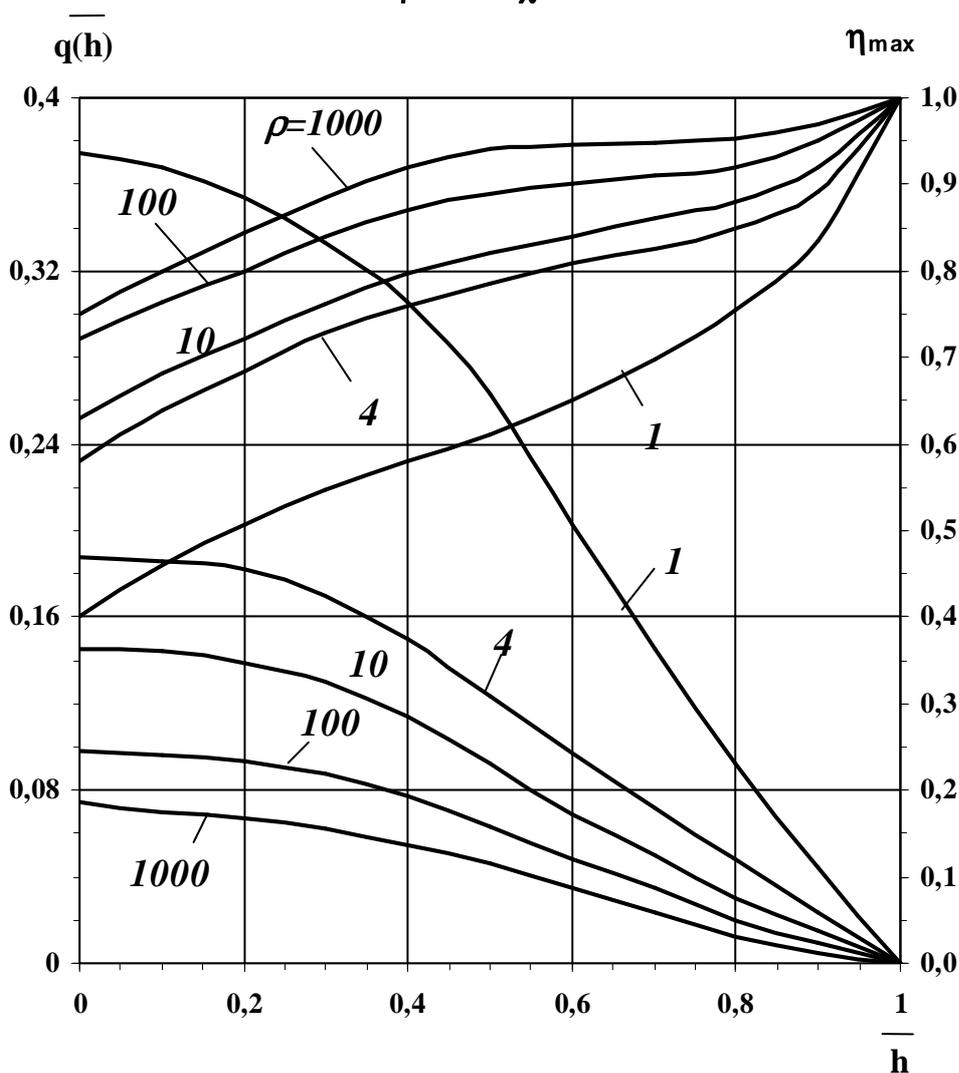
Давление на контуре питания $P_k=24$ МПа, давление на забоях добывающих скважин $P_c=15$ МПа, коэффициент проницаемости пласта $0,340$ мкм², коэффициент динамической вязкости нефти 5 мПа·с, коэффициент динамической вязкости воды 1 мПа·с.

Проектный уровень отбора жидкости из пласта составляет 1800 м³/сут. По первому варианту приемистость одной нагнетательной скважины планируется поддерживать на уровне 310 м³/сут, по второму – 225 м³/сут. Какой вариант выберете Вы? Обоснуйте свой выбор.

С.6. СИТУАЦИЯ 27

Эксплуатационная скважина, вскрывшая пласт с подошвенной водой на глубину 15 м и работавшая с дебитом 60 м³/сут, через непродолжительное время обводнилась на 99%. В Вашем распоряжении имеются следующие данные: толщина нефтенасыщенной части пласта 35 м, проницаемость по напластованию 0,510 мкм², проницаемость перпендикулярно напластованию 0,680 мкм², плотность воды 1170 кг/м³, плотность нефти 750 кг/м³, динамическая вязкость нефти 2 мПа·с, радиус контура питания 300 м. Проанализируйте возможные причины обводнения скважины.

График зависимостей для расчета предельного безводного дебита нефти;
 $\rho = R_0 / \chi_{\Delta} h_0$



С.6. СИТУАЦИЯ 28

Математическая обработка результатов лабораторных экспериментов по вытеснению нефти водой показала, что зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти $K_n(S)$ и воды $K_w(S)$ от водонасыщенности S представляются в виде аналитических соотношений:

$$k_n(S) = \left(\frac{S^* - S}{S^* - S_{св}} \right)^2 \quad \text{при } S_{св} \leq S \leq S^* ;$$
$$k_w(S) = \begin{cases} \left(\frac{S - S_{св}}{S^* - S_{св}} \right)^2 & \text{при } S_{св} \leq S \leq S_I ; \\ 0,875 \cdot \left(\frac{S - S_{св}}{S^* - S_{св}} \right)^{1/2} & \text{при } S_I \leq S \leq 1 . \end{cases}$$

При этом насыщенность связанной водой $S_{св}=0,06$ и предельная водонасыщенность $S^*=0,78$. Динамическая вязкость вытесняющей воды $\mu_w=1$ мПа·с, динамическая вязкость нефти $\mu_n=16$ мПа·с. В качестве одного из методов воздействия на продуктивный пласт рассматривается термальное заводнение. Известно, что оно будет способствовать снижению вязкости нефти в 8 раз. Докажите, что этот метод действительно будет эффективен в условиях пласта с заданными характеристиками, включая смачиваемость породы.

С.6. СИТУАЦИЯ 29

Невозмущенный нефтяной пласт с начальным давлением 18 МПа и толщиной 6 м вскрыт единственной скважиной, которая пущена в работу с постоянным дебитом $210 \text{ м}^3/\text{сут}$. Через 30 суток скважина была остановлена, приток жидкости к ее забою прекратился почти мгновенно. Специалисты уверены, что уже через 24 часа после остановки скважины давление на расстоянии 200 м почти полностью восстановится и будет расходиться с начальным пластовым давлением не более чем на 5%. Известно, что пьезопроводность пласта $2 \text{ м}^2/\text{с}$, проницаемость $0,560 \text{ мкм}^2$, динамическая вязкость пластовой жидкости $3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Гидродинамическая связь пласта с удаленной законтурной областью затруднена. Что, на Ваш взгляд, произойдет с давлением? Можно ли согласиться с мнением специалистов?

Интегральная показательная функция (выборочно)

x	$E_i(-x)$	x	$E_i(-x)$
$1,4 \cdot 10^{-5}$	-10,5993	0,0019	-5,6903
$4,6 \cdot 10^{-5}$	-9,4098	0,0050	-4,7262
$8,2 \cdot 10^{-5}$	-8,8317	0,0084	-4,2104
$1,3 \cdot 10^{-4}$	-8,3711	0,033	-2,8757
$3,9 \cdot 10^{-4}$	-7,2751	0,058	-2,3295
$5,3 \cdot 10^{-4}$	-6,9698	0,077	-2,0640
$7,1 \cdot 10^{-4}$	-6,6792	0,096	-1,8611

С.6. СИТУАЦИЯ 30

Невозмущенный нефтяной пласт с начальным давлением 24 МПа и толщиной 8 м вскрыт единственной скважиной, которая пущена в работу с постоянным дебитом 120 м³/сут. Через 30 суток дебит скважины был увеличен до 220 м³/сут за счёт производительности оборудования. Известно, что пьезопроводность пласта 2 м²/с, проницаемость 0,240 мкм², динамическая вязкость пластовой жидкости 5 мПа·с, давление насыщения нефти газом 9 МПа, радиус скважины 10 см. Расстояние до внешней круговой границы пласта 1,2 км. Гидродинамическая связь пласта с законтурной водонапорной областью затруднена.

Можно ли считать интенсификацию отбора жидкости причиной снижения давления на внешней границе пласта?

Возможен ли переход на режим растворённого газа через 6 месяцев после увеличения дебита скважины?

Интегральная показательная функция (выборочно)

x	$E_i(-x)$	x	$E_i(-x)$
$5,8 \cdot 10^{-5}$	-9,1780	0,0074	-4,3361
$9,1 \cdot 10^{-5}$	-8,7275	0,0099	-4,0476
$3,5 \cdot 10^{-4}$	-7,3829	0,012	-3,9013
$8,8 \cdot 10^{-4}$	-6,4663	0,036	-2,7923
0,0036	-5,0533	0,052	-2,4333
0,0040	-4,9483	0,069	-2,1648
0,0048	-4,7668	0,130	-1,6088

С.6. СИТУАЦИЯ 31

Нефтяной пласт, форма которого близка к круговой, вступает в эксплуатацию одной гидродинамически совершенной скважиной с условным радиусом 0,1 м. Забой скважины расположен в центральной части пласта, удалённой от контура питания на расстояние 1100 м. Давление на контуре питания постоянно и равно 23 МПа.

Продуктивный разрез пласта представлен тремя сравнительно однородными пропластками, которые разделены глинистыми перемычками и гидродинамически не связаны между собой.

Первый пропласток характеризуется пористостью 0,23 и проницаемостью 1,120 мкм².

Второй пропласток характеризуется пористостью 0,17 и проницаемостью 0,980 мкм².

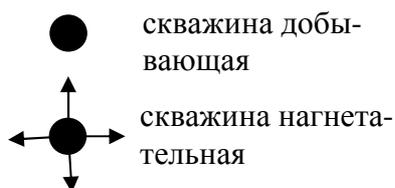
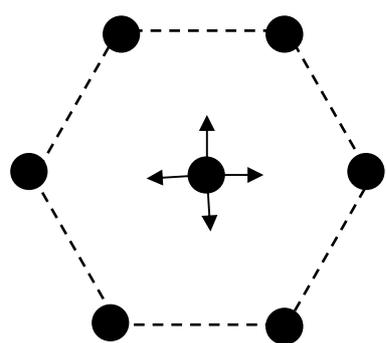
Третий пропласток характеризуется пористостью 0,16 и проницаемостью 0,550 мкм².

Комплексными исследованиями определены размеры первоначального контура водоносности, радиус которого составляет 640 м. Вязкость нефти 1,2 мПа·с близка по величине к вязкости воды 1 мПа·с; характер вытеснения нефти водой может считаться поршневым.

В скважине поддерживается постоянное забойное давление 9 МПа, которое существенно выше давления насыщения нефти газом.

Целесообразно ли, на Ваш взгляд, планировать проведение водоизоляционных работ (РИР) по пласту в течение первого года эксплуатации скважины? Свой ответ обоснуйте.

С.6. СИТУАЦИЯ 32



Нефтяной пласт площадью $F=410 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, гидродинамически не связанный с законтурной водонапорной областью, разрабатывается с использованием заводнения при площадной семиточечной схеме размещения скважин. Схема элемента системы разработки показана на рисунке, всего введено в действие $N=18$ элементов.

Пласт представлен терригенным коллектором и имеет следующие параметры: охваченная заводнением нефтенасыщенная толщина $h=8 \text{ м}$, абсолютная проницаемость $k=0,310 \text{ мкм}^2$, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n=9 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, вязкость воды $\mu_w=1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

По результатам лабораторных исследований процесса вытеснения на образцах породы установлено, что исходную фазовую проницаемость для нефти можно считать равной абсолютной проницаемости пласта. Соответственно, относительная проницаемость $k_n(S_{св})=1$ (здесь $S_{св}$ – насыщенность связанной водой). Относительная фазовая проницаемость породы для воды в «промытых» зонах равна $k_w(S^*)=0,67$ (здесь S^* - предельная водонасыщенность).

В соответствии с проектом разработки в каждую нагнетательную скважину радиусом $r_{нс}=0,1 \text{ м}$ закачивается вода с расходом $q=320 \text{ м}^3/\text{сут}$ при забойном давлении нагнетания $P_n=28 \text{ МПа}$. Характер вытеснения нефти водой близок к поршневому. Отбор жидкости из добывающих скважин постоянный, причём в границах элемента в случае жёсткого водонапорного режима $q=2q_c$ (учитывается влияние смежных элементов). Радиус одной добывающей скважины $r_c=0,1 \text{ м}$.

В некоторый момент времени фронт закачиваемой воды проник в пласт на расстояние $r_b=150 \text{ м}$. Как отреагирует забойное давление P_c в добывающих скважинах на увеличение заводнённого объема пласта? Обоснуйте свою точку зрения.

С.6. СИТУАЦИЯ 33

Нефтяной пласт, форма которого близка к круговой, эксплуатируется одной гидродинамически совершенной скважиной. Забой скважины расположен в центральной части пласта, максимально удаленной от контура питания. Пласт состоит из трёх слоев толщиной 4 м, 2 м и 3 м с проницаемостью $0,390 \text{ мкм}^2$, $1,2 \text{ мкм}^2$ и $0,210 \text{ мкм}^2$ соответственно. Слои разделены тонкой глинистой перемычкой, исключающей перетоки жидкости между ними. Давления на контуре питания и на забое скважины постоянны и существенно превышают давление насыщения.

В процессе эксплуатации скважины выяснилось, что из слоя с самой высокой проницаемостью приток нефти отсутствовал. Специалисты уверены, что химическая обработка призабойной зоны скважины позволит подключить слой в работу. Будет ли этого достаточно для увеличения дебита скважины в 3 раза?

С.6. СИТУАЦИЯ 34

Скважина с условным радиусом 10 см эксплуатирует нефтяной пласт с радиусом контура питания 3 км, характеризующийся коэффициентом проницаемости $0,120 \text{ мкм}^2$ и пористостью 20%. Пласт вскрыт скважиной на всю толщину, которая может считаться постоянной и равна 5 м. В процессе эксплуатации проницаемость призабойной зоны скважины снизилась до $0,040 \text{ мкм}^2$. Промысловыми гидродинамическими исследованиями установлено, что радиус кольматированной зоны составляет 1 м.

Для химической обработки пласта рекомендуется композиция, которая, согласно лабораторным исследованиям, способна полностью восстановить проницаемость кольматированной зоны, а при воздействии на удаленную часть пласта – увеличить начальную проницаемость в 3 раза.

Возможны два варианта проведения обработки: первый – с объемом композиции 3 м^3 , второй – с объемом композиции 8 м^3 . Представитель сервисного предприятия настаивает на втором варианте, утверждая, что с увеличением объема композиции приток нефти к скважине возрастет не менее чем в два раза. Прав ли он? Свой ответ обоснуйте.

С.6. СИТУАЦИЯ 35

Гидродинамически совершенная добывающая скважина эксплуатирует нефтяной пласт в условиях стационарного напорного режима. На забое скважины с условным радиусом 0,1 м поддерживается постоянное давление, равное 12 МПа. Основные свойства пласта и нефти известны: средняя нефтенасыщенная толщина 10 м, средняя проницаемость 0,490 мкм², вязкость нефти 6 мПа·с. Давление на удаленном контуре питания, который можно схематизировать окружностью с радиусом 5 км, постоянно и равно 18 МПа.

Предполагается, что вскоре пласт будет вскрыт второй скважиной, забой которой будет находиться на расстоянии 500 м от забоя первой скважины. Можно ли утверждать, что добыча нефти из пласта удвоится, если вторая скважина будет эксплуатироваться с забойным давлением 9,3 МПа?

С.6. СИТУАЦИЯ 36

Гидродинамически совершенная добывающая скважина эксплуатирует нефтяной пласт в условиях жёсткого водонапорного режима. На забое скважины с условным радиусом 0,1 м поддерживается постоянное давление, равное 8 МПа. Основные свойства пласта и нефти известны: средняя нефтенасыщенная толщина 7 м, средняя проницаемость 0,130 мкм², вязкость нефти 3 мПа·с. Давление на удаленном контуре питания, который можно схематизировать окружностью с радиусом 6 км, постоянно и равно 17 МПа.

Предполагается, что суммарный отбор нефти увеличится в 1,5 раза, если пласт будет вскрыт второй скважиной, забой которой находится на расстоянии 300 м от забоя первой скважины. Давление на забое второй скважины 12 МПа. Верно ли предположение?

С.6. СИТУАЦИЯ 37

В Вашем распоряжении имеются карты изобар, построенные в масштабе 1:25000 и характеризующие распределение пластового давления в нефтяной залежи. Изобары проведены через 20 ат (2 МПа). На картах локализованы пять участков, в пределах которых расстояния между соседними изобарами составляют 1,5 см; 2 см; 3 см; 4 см; 5 см.

По результатам исследования проб нефти установлено, что массовое содержание в ней высокомолекулярных компонентов составляет: асфальтенов – 2,8%; смол – 10,4%. В попутном газе содержится азота $5,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$, метана $9,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$, этана $11,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Средняя температура пласта равна 37°C . Пласт сложен песчаником, средняя проницаемость которого составляет $0,180 \text{ мкм}^2$.

Можно ли утверждать, что все локализованные участки имеют неблагоприятную реологическую характеристику? Предложите мероприятия, которые позволят целенаправленно воздействовать на структурно-механические свойства нефти.

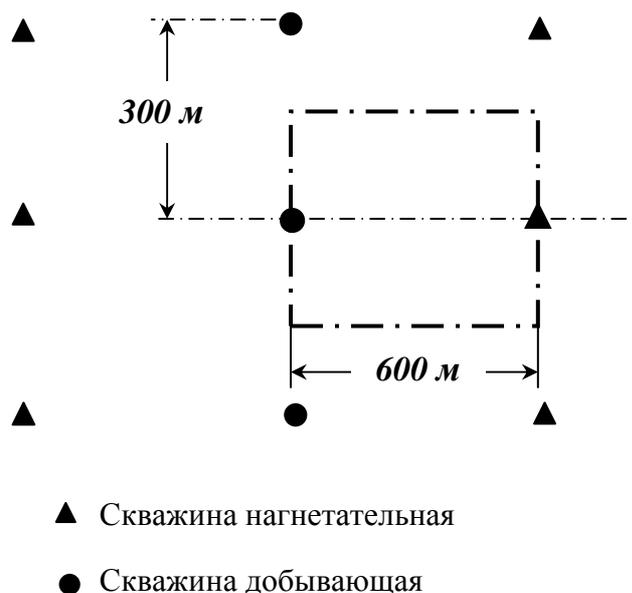
С.6. СИТУАЦИЯ 38

Гидродинамически совершенная скважина с условным радиусом 10 см расположена в центральной части горизонтального нефтяного пласта, контур питания которого схематизируется окружностью с радиусом 1,2 км. Пласт сложен песчаником и характеризуется проницаемостью $0,650 \text{ мкм}^2$. Давление на контуре питания постоянно и равно 27 МПа. По результатам исследования проб нефти установлено, что массовое содержание в ней высокомолекулярных компонентов составляет: асфальтенов – 3,1%; смол – 11,3%. В попутном газе содержится азота $3,43 \text{ м}^3/\text{м}^3$, метана $14,19 \text{ м}^3/\text{м}^3$, этана $6,11 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Давление насыщения нефти газом 6 МПа. Средняя температура пласта равна 53°C .

Какое давление нужно поддерживать на забое скважины, чтобы исключить влияние вязко-структурных свойств нефти на процесс фильтрации?

Верно ли, что при этом пласт будет разрабатываться в режиме растворённого газа?

С.6. СИТУАЦИЯ 39



Один из вариантов разработки нефтяного пласта, гидродинамически не связанного с законтурной водонапорной областью, предусматривает применение внутриконтурного заводнения при однорядной схеме размещения скважин. Число нагнетательных скважин в каждом ряду равно числу добывающих скважин. Схема элемента системы разработки показана на рисунке. Пласт представлен терригенным коллектором, охваченная заводнением нефтенасыщенная толщина равна 7 м, пористость 18%, вязкость нефти в пластовых условиях 12 мПа·с, вязкость воды $\mu_w=1$ мПа·с. Характер вытеснения нефти водой непоршневой.

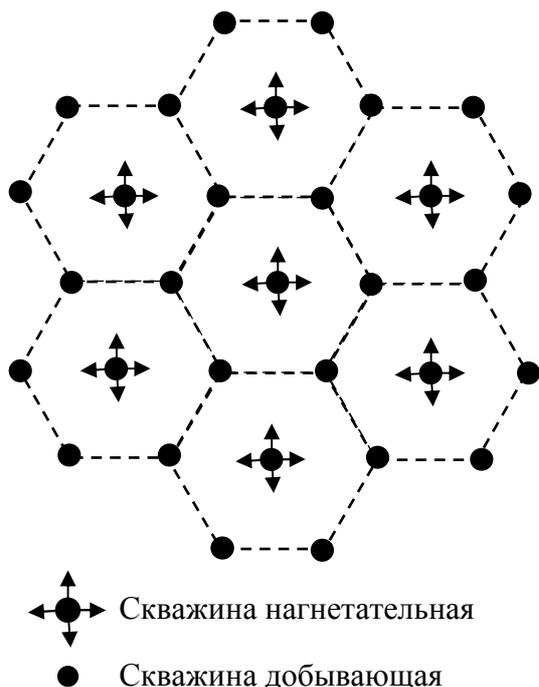
По результатам лабораторных исследований процесса вытеснения на образцах породы установлено, что насыщенность связанной водой составляет 13%, предельная водонасыщенность 74%. С изменением водонасыщенности S в указанном диапазоне относительные фазовые проницаемости для нефти k_n и воды k_w принимают следующие значения:

S	0,13	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,74
k_n	1,000	0,936	0,784	0,645	0,520	0,409	0,311	0,226	0,155	0,097	0,053	0,022	0,000
k_w	0,000	0,001	0,013	0,039	0,078	0,130	0,196	0,275	0,368	0,474	0,594	0,727	0,837

В каждую нагнетательную скважину планируется закачивать воду с расходом $q=400$ м³/сут. Отбор жидкости из добывающих скважин постоянный, дебит одной добывающей скважины равен расходу нагнетательной скважины.

Как повлияет на продолжительность безводного периода разработки выравнивание вязкостей нефти и воды?

С.6. СИТУАЦИЯ 40



При проектировании разработки нефтяного пласта, гидродинамически не связанного с законтурной водонапорной областью, рассматривается вариант с внутриконтурным заводнением при площадной семиточечной схеме размещения скважин, как показано на рисунке. Площадь одного элемента равна площади шестиугольника, в вершинах которого находятся шесть добывающих скважин, а в центре - одна нагнетательная скважина, и составляет 16,8 га. Пласт представлен терригенным коллектором, охваченная заводнением нефтенасыщенная толщина равна 6 м,

пористость 15%, вязкость нефти в пластовых условиях 15 мПа·с, вязкость воды $\mu_g=1$ мПа·с. Характер вытеснения нефти водой непоршневой.

По результатам лабораторных исследований процесса вытеснения на образцах породы установлено, что насыщенность связанной водой составляет 0,08%, предельная водонасыщенность 72%. С изменением водонасыщенности S в указанном диапазоне относительные фазовые проницаемости для нефти k_n и воды k_g принимают следующие значения:

S	0,08	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,72
k_n	1,000	0,938	0,793	0,660	0,539	0,431	0,334	0,250	0,178	0,118	0,071	0,035	0,000
k_g	0,000	0,001	0,012	0,035	0,071	0,118	0,178	0,250	0,334	0,431	0,539	0,660	0,821

В каждую нагнетательную скважину планируется закачивать воду с расходом $q=230$ м³/сут. Залежь предполагается эксплуатировать в условиях жесткого водонапорного режима при постоянном отборе жидкости из добывающих скважин.

Как повлияет на продолжительность безводного периода разработки выравнивание вязкостей нефти и воды?

С.6. СИТУАЦИЯ 41

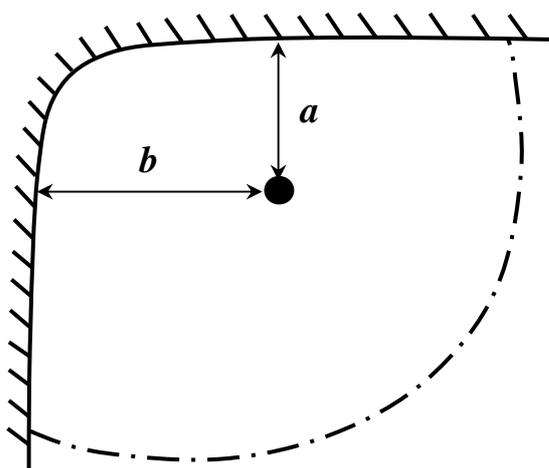
Гидродинамически совершенная скважина с условным радиусом 10 см расположена в центральной части нефтяного пласта, контур питания которого схематизируется окружностью с радиусом 4 км. Пласт имеет постоянную толщину 8 м и характеризуется проницаемостью $0,840 \text{ мкм}^2$. Давление на контуре питания постоянно и равно 18 МПа. Давление насыщения нефти газом 4 МПа. Исследованиями нефти установлено, что при фильтрации она проявляет свойства нелинейно вязко-пластичной жидкости: вязкость нефти с не разрушенной структурой 160 мПа·с, вязкость нефти с предельно разрушенной структурой 25 мПа·с, градиент динамического давления сдвига $0,0028 \text{ МПа/м}$, градиент давления предельного разрушения структуры $0,0039 \text{ МПа/м}$. Скважина эксплуатируется с дебитом $45 \text{ м}^3/\text{сут}$. Реально ли, понизив в два раза забойное давление, увеличить в два раза дебит скважины?

С.6. СИТУАЦИЯ 42

Пласт, проницаемость которого составляет $1,3 \text{ мкм}^2$, эксплуатируется одной центральной скважиной с условным радиусом 10 см при забойном давлении 12,0 МПа. Радиус контура питания 3 км, пластовое давление постоянно и равно 16 МПа. Давление насыщения нефти газом равно 7 МПа. В процессе эксплуатации произошло постепенное снижение дебита нефти. Промысловыми гидродинамическими исследованиями установлено, что проницаемость в призабойной зоне скважины снизилась до $0,180 \text{ мкм}^2$. Радиус зоны кольматации составляет 3,5 м. Для увеличения добычи в скважину планируется спустить насос с большей теоретической производительностью. Согласны ли Вы, что это мероприятие позволит восстановить дебит скважины? Предложите другие возможные варианты.

С.6. СИТУАЦИЯ 43

Небольшая нефтяная залежь, осложненная зоной выклинивания, вскрыта разведочной скважиной. Схема залежи показана на рисунке. Форма границы выклинивания подтверждена результатами структурного бурения. Положение скважины относительно непроницаемой границы определяется расстояниями $a=130$ м и $b=450$ м. Длина полуоси залежи 1,8 км.



Предполагается, что залежь будет эксплуатироваться единственной имеющейся скважиной, которую можно считать гидродинамически совершенной.

Основные свойства пласта и нефти известны: средняя нефтенасыщенная толщина 6 м, средняя проницаемость $0,320$ мкм², начальное пластовое давление 23 МПа, вязкость нефти 2,8 мПа·с, давление насыщения нефти газом 11 МПа.

Проектный отбор нефти из скважины задан на уровне 190 м³/сут при забойном давлении 18 МПа. Фактический дебит скважины составляет 110 м³/сут, при этом текущее пластовое давление равно начальному, а забойное — проектному. Оборудование исправно. Назовите возможные причины расхождения проектных и фактических показателей.

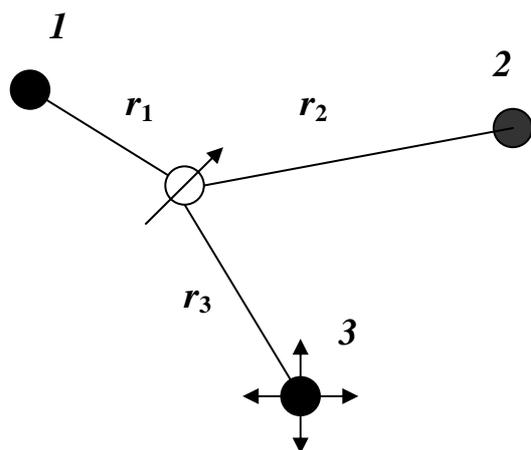
С.6. СИТУАЦИЯ 44

Нефтяной пласт с радиусом контура питания 8 км эксплуатировался единственной скважиной, совершенной по степени и по характеру вскрытия. Давление на забое скважины составляло 20,5 МПа. Через некоторое время после ввода в эксплуатацию второй такой же скважины с забойным давлением 16,5 МПа дебит первой скважины упал до нуля. Расстояние между забоями скважин 200 м. Обе скважины достаточно удалены от контура питания, давление на котором постоянно и равно 22 МПа. Химическая обработка призабойной зоны первой скважины, проведенная сервисным предприятием, оказалась безрезультатной. Считаете ли Вы, что в данной ситуации предприятие-подрядчик должно нести ответственность за некачественно выполненные работы?

С.6. СИТУАЦИЯ 45

Участок нефтяного пласта эксплуатируется двумя добывающими скважинами. Толщина пласта постоянна и равна 7 м, проницаемость $0,350 \text{ мкм}^2$, вязкость пластовой жидкости 5 мПа·с, коэффициент пьезопроводности пласта $4 \text{ м}^2/\text{с}$. Первой была введена в эксплуатацию скважина №1 с дебитом $50 \text{ м}^3/\text{сут}$. Через 6 месяцев вступила в эксплуатацию скважина №2, дебит которой составил $70 \text{ м}^3/\text{сут}$. С помощью контрольно-пьезометрической скважины, расположенной на расстоянии 250 м от скважины №1 и 480 м - от скважины №2, установлено, что пластовое давление на участке существенно снизилось.

Для поддержания пластового давления через 12 месяцев после начала эксплуатации участка была введена в действие нагнетательная скважина №3, приемистость которой составила $320 \text{ м}^3/\text{сут}$. Расстояние между забоями нагнетательной и контрольно-пьезометрической скважин 360 м. Схема расположения скважин показана на рисунке.

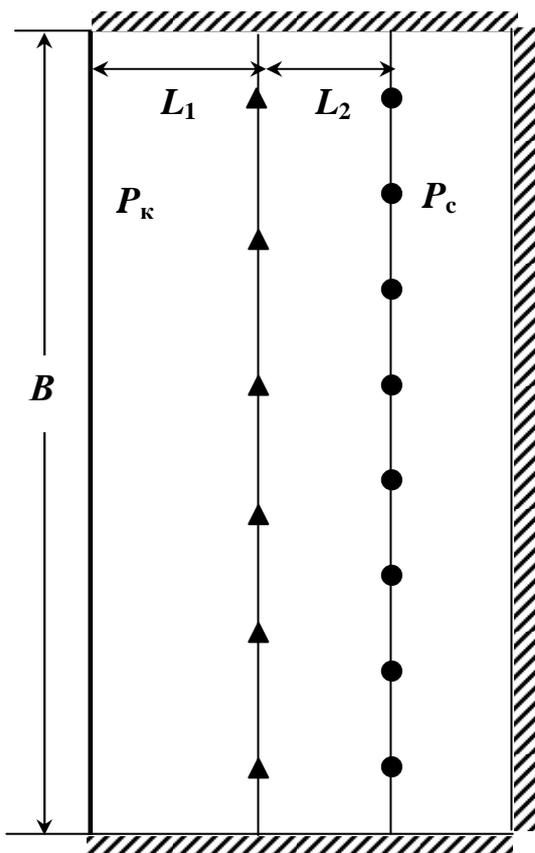


Спустя один год после пуска нагнетательной скважины давление в скважине-пьезометре увеличилось на 1,3 МПа. Можно ли утверждать, что заводнение участка осуществляется эффективно, а если нет, то какими причинами это объясняется?

Интегральная показательная функция (выборочно)

x	$E_i(-x)$	x	$E_i(-x)$
$4,5 \cdot 10^{-5}$	-9,4317	$6,7 \cdot 10^{-4}$	-6,7368
$6,2 \cdot 10^{-5}$	-9,1113	$8,3 \cdot 10^{-4}$	-6,5243
$7,8 \cdot 10^{-5}$	-8,8817	$9,0 \cdot 10^{-4}$	-6,4440
$1,3 \cdot 10^{-4}$	-8,3711	0,0010	-6,3316
$2,0 \cdot 10^{-4}$	-7,9401	0,0013	-6,0695
$2,6 \cdot 10^{-4}$	-7,6793	0,0015	-5,9266
$3,1 \cdot 10^{-4}$	-7,5039	0,0018	-5,7443

С.6. СИТУАЦИЯ 46



Нефтенасыщенный пласт с односторонним контуром питания, показанный на рисунке, разрабатывается 8-ю эксплуатационными скважинами, образующими один протяженный ряд. Для поддержания пластового давления используются 6 нагнетательных скважин, расположенных между контуром питания и эксплуатационными скважинами также в виде ряда. Ширина пласта $B=3000$ м, продуктивная толщина постоянна и равна 6 м. Расстояние от контура питания до нагнетательных скважин $L_1=1200$ м, расстояние между рядами скважин $L_2=500$ м. Все скважины гидродинамически совершенны, их радиусы можно принять равными 10 см.

Давление на контуре питания $P_k=24$ МПа, давление на забоях добывающих скважин $P_c=16$ МПа, коэффициент проницаемости пласта $0,200$ мкм², коэффициент динамической вязкости нефти 3 мПа·с, коэффициент динамической вязкости воды 1 мПа·с.

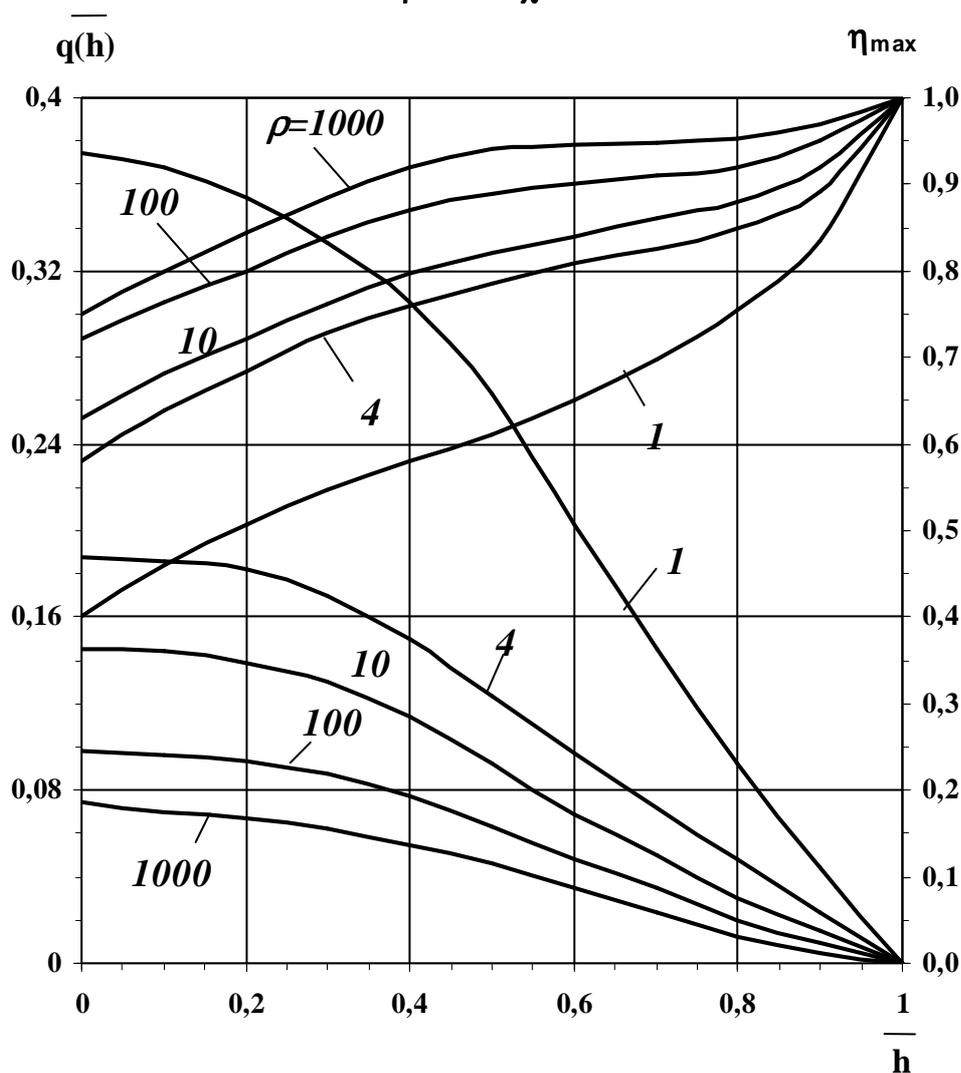
Проектный уровень отбора жидкости из пласта составляет 1320 м³/сут. По первому варианту приемистость одной нагнетательной скважины планируется поддерживать на уровне 360 м³/сут, по второму – 220 м³/сут. Какой вариант выберете Вы? Обоснуйте свой выбор.

С.6. СИТУАЦИЯ 47

Эксплуатационная скважина, вскрывшая пласт с подошвенной водой на глубину 20 м и работавшая с дебитом 80 м³/сут, через непродолжительное время обводнилась на 99%. В Вашем распоряжении имеются следующие данные: толщина нефтенасыщенной части пласта 40 м, проницаемость по напластованию 0,450 мкм², проницаемость перпендикулярно напластованию 0,200 мкм², плотность воды 1180 кг/м³, плотность нефти 780 кг/м³, динамическая вязкость нефти 2 мПа·с, радиус контура питания 240 м. Проанализируйте возможные причины обводнения скважины.

График зависимостей для расчета предельного безводного дебита нефти;

$$\rho = R_0 / \chi_{\Delta h_0}$$



С.6. СИТУАЦИЯ 48

Математическая обработка результатов лабораторных экспериментов по вытеснению нефти водой показала, что зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти $K_n(S)$ и воды $K_g(S)$ от водонасыщенности S представляются в виде аналитических соотношений:

$$k_n(S) = \left(\frac{S^* - S}{S^* - S_{св}} \right)^2 \quad \text{при } S_{св} \leq S \leq S^* ;$$
$$k_g(S) = \begin{cases} \left(\frac{S - S_{св}}{S^* - S_{св}} \right)^2 & \text{при } S_{св} \leq S \leq S_I ; \\ 0,85 \cdot \left(\frac{S - S_{св}}{S^* - S_{св}} \right)^{1/2} & \text{при } S_I \leq S \leq 1 . \end{cases}$$

При этом насыщенность связанной водой $S_{св}=0,1$ и предельная водонасыщенность $S^*=0,75$. Динамическая вязкость вытесняющей воды $\mu_g=1$ мПа·с, динамическая вязкость нефти $\mu_n=12$ мПа·с. В качестве одного из методов воздействия на продуктивный пласт рассматривается термальное заводнение. Известно, что оно будет способствовать снижению вязкости нефти в 2 раза. Докажите, что этот метод действительно будет эффективен в условиях пласта с заданными характеристиками.

С.6. СИТУАЦИЯ 49

Невозмущенный нефтяной пласт с начальным давлением 23 МПа и толщиной 6 м вскрыт единственной скважиной, которая пущена в работу с постоянным дебитом 160 м³/сут. Через 30 суток скважина была остановлена, приток жидкости к ее забою прекратился почти мгновенно. Специалисты уверены, что уже через 24 часа после остановки скважины давление на расстоянии 120 м восстановится до начального пластового. Известно, что пьезопроводность пласта 1 м²/с, проницаемость 0,120 мкм², динамическая вязкость пластовой жидкости 4 мПа·с. Гидродинамическая связь пласта с удаленной законтурной областью затруднена. Что, на Ваш взгляд, произойдет с давлением? Обоснуйте свою точку зрения.

С.6. СИТУАЦИЯ 50

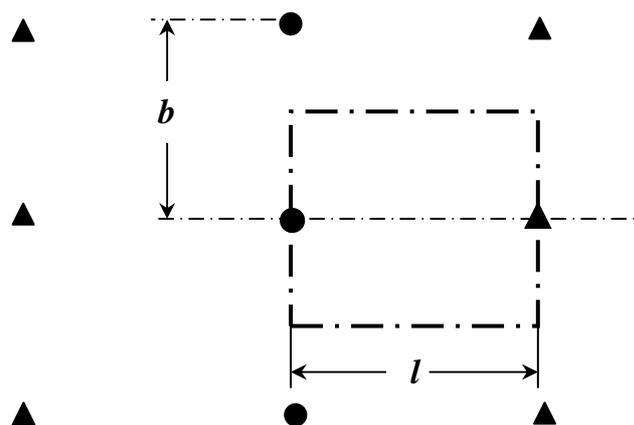
Невозмущенный нефтяной пласт с начальным давлением 14 МПа и толщиной 8 м вскрыт единственной скважиной, которая пущена в работу с постоянным дебитом $60 \text{ м}^3/\text{сут}$. Через 30 суток дебит скважины был увеличен до $120 \text{ м}^3/\text{сут}$. Известно, что пьезопроводность пласта $1 \text{ м}^2/\text{с}$, проницаемость $0,170 \text{ мкм}^2$, динамическая вязкость пластовой жидкости $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, давление насыщения нефти газом 8 МПа, радиус скважины 12,4 см. Расстояние до внешней круговой границы пласта 0,5 км. Гидродинамическая связь пласта с законтурной водонапорной областью затруднена. К каким последствиям может привести интенсификация через 6 месяцев после увеличения дебита скважины?

С.6. СИТУАЦИЯ 51

Нефтяной пласт, форма которого близка к круговой, эксплуатируется одной гидродинамически совершенной скважиной. Забой скважины расположен в центральной части пласта, максимально удаленной от контура питания. Пласт состоит из двух слоев толщиной 3 м и 5 м с проницаемостью $0,240 \text{ мкм}^2$ и $0,060 \text{ мкм}^2$ соответственно. Слои разделены тонкой глинистой перемычкой, исключаящей перетоки жидкости между ними. Давления на контуре питания и на забое скважины постоянны и существенно превышают давление насыщения.

В процессе эксплуатации скважины выяснилось, что приток нефти осуществлялся из слоя с высокой проницаемостью. Специалисты уверены, что химическая обработка призабойной зоны скважины позволит подключить в работу второй слой. Будет ли этого достаточно для увеличения дебита скважины в 2 раза?

С.6. СИТУАЦИЯ 52



- ▲ Сквжина нагнетательная
- Сквжина добывающая

Нефтяной пласт, гидродинамически не связанный с законтурной водонапорной областью, разрабатывается с применением внутриконтурного заводнения при однорядной схеме размещения скважин. Число нагнетательных скважин в каждом ряду равно числу добывающих скважин, по направлению к которым происходит вытеснение нефти водой. Схема элемента системы разработки показана на рисунке. Расстояние между рядами

скважин $l=600$ м, расстояние между скважинами в рядах $b=400$ м.

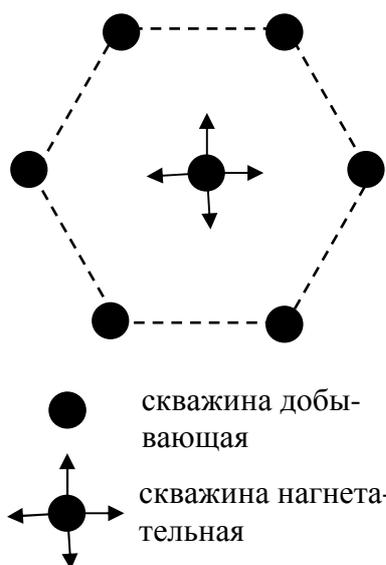
Пласт представлен терригенным коллектором и имеет следующие параметры: охваченная заводнением нефтенасыщенная толщина $h=8$ м, абсолютная проницаемость $k=0,140$ мкм², вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n=4$ мПа·с, вязкость воды $\mu_w=1$ мПа·с.

По результатам лабораторных исследований процесса вытеснения на образцах породы установлено, что исходную фазовую проницаемость для нефти можно считать равной абсолютной проницаемости пласта. Соответственно, относительная проницаемость $k_n(S_{св})=1$ (здесь $S_{св}$ – насыщенность связанной водой). Относительная фазовая проницаемость породы для воды в «промытых» зонах равна $k_w(S^*)=0,68$ (здесь S^* - предельная водонасыщенность).

В соответствии с проектом разработки в каждую нагнетательную скважину радиусом $r_{нс}=0,1$ м закачивается вода с расходом $q=160$ м³/сут при забойном давлении нагнетания $P_n=28$ МПа. Характер вытеснения нефти водой близок к поршневому. Отбор жидкости из добывающих скважин постоянный, дебит одной добывающей скважины равен расходу нагнетательной скважины. Радиусы добывающих скважин $r_c=0,1$ м.

В некоторый момент времени фронт закачиваемой воды проник в пласт на расстояние $x_w=100$ м. Отреагирует ли забойное давление P_c в добывающих скважинах на увеличение заводненного объема пласта? Обоснуйте свою точку зрения.

С.6. СИТУАЦИЯ 53



Нефтяной пласт площадью $F=210 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, гидродинамически не связанный с законтурной водонапорной областью, разрабатывается с использованием заводнения при площадной семиточечной схеме размещения скважин. Схема элемента системы разработки показана на рисунке, всего введено в действие $N=14$ элементов.

Пласт представлен терригенным коллектором и имеет следующие параметры: охваченная заводнением нефтенасыщенная толщина $h=10$ м, абсолютная проницаемость $k=0,080 \text{ мкм}^2$, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n=2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, вязкость воды $\mu_w=1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

По результатам лабораторных исследований процесса вытеснения на образцах породы установлено, что исходную фазовую проницаемость для нефти можно считать равной абсолютной проницаемости пласта. Соответственно, относительная проницаемость $k_n(S_{св})=1$ (здесь $S_{св}$ – насыщенность связанной водой). Относительная фазовая проницаемость породы для воды в «промытых» зонах равна $k_w(S^*)=0,76$ (здесь S^* - предельная водонасыщенность).

В соответствии с проектом разработки в каждую нагнетательную скважину радиусом $r_{нс}=0,1$ м закачивается вода с расходом $q=280 \text{ м}^3/\text{сут}$ при забойном давлении нагнетания $P_n=25 \text{ МПа}$. Характер вытеснения нефти водой близок к поршневому. Отбор жидкости из добывающих скважин постоянный, причем в границах элемента в случае жесткого водонапорного режима $q=2q_c$ (учитывается влияние смежных элементов). Радиус одной добывающей скважины $r_c=0,1$ м.

В некоторый момент времени фронт закачиваемой воды проник в пласт на расстояние $r_v=100$ м. Отреагирует ли забойное давление P_c в добывающих скважинах на увеличение заводненного объема пласта? Обоснуйте свою точку зрения.

С.6. СИТУАЦИЯ 54

Скважина с условным радиусом 10 см эксплуатирует нефтяной пласт с радиусом контура питания 3 км, характеризующийся коэффициентом проницаемости $0,220 \text{ мкм}^2$ и пористостью 20%. Пласт вскрыт скважиной на всю толщину, которая может считаться постоянной и равна 6 м. В процессе эксплуатации проницаемость призабойной зоны скважины снизилась до $0,040 \text{ мкм}^2$. Промысловыми гидродинамическими исследованиями установлено, что радиус кольматированной зоны составляет 90 см.

Для химической обработки пласта рекомендуется композиция, которая, согласно лабораторным исследованиям, способна полностью восстановить проницаемость кольматированной зоны, а при воздействии на удаленную часть пласта – увеличить начальную проницаемость в 2 раза.

Возможны два варианта проведения обработки: первый – с объемом композиции 3 м^3 , второй – с объемом композиции 8 м^3 . Представитель сервисного предприятия настаивает на втором варианте, утверждая, что приток нефти к скважине увеличится пропорционально увеличению объема композиции. Прав ли он? Свой ответ обоснуйте.

С.6. СИТУАЦИЯ 55

Гидродинамически совершенная добывающая скважина эксплуатирует нефтяной пласт в условиях жесткого водонапорного режима. На забое скважины с условным радиусом 0,1 м поддерживается постоянное давление, равное 14 МПа. Основные свойства пласта и нефти известны: средняя нефтенасыщенная толщина 7 м, средняя проницаемость $0,380 \text{ мкм}^2$, вязкость нефти $4,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление на удаленном контуре питания, который можно схематизировать окружностью с радиусом 4 км, постоянно и равно 20 МПа.

Предполагается, что вскоре пласт будет вскрыт второй скважиной, забой которой будет находиться на расстоянии 400 м от забоя первой скважины. Условия эксплуатации скважин идентичны. Можно ли утверждать, что в связи с вводом второй скважины добыча нефти из пласта удвоится?

С.6. СИТУАЦИЯ 56

Нефтяная залежь эксплуатируется центральной скважиной при пластовом давлении ниже давления насыщения. Скважину с условным радиусом 10 см можно считать гидродинамически совершенной. Расстояние от скважины до контура питания 2 км. Основные свойства пласта и нефти известны: средняя продуктивная толщина 10 м, абсолютная проницаемость $0,160 \text{ мкм}^2$, давление на контуре питания 12 МПа, газовый фактор $350 \text{ м}^3/\text{м}^3$, вязкость нефти 1,2 мПа·с, вязкость газа 0,015 мПа·с, объемный коэффициент растворимости газа в нефти $1,6 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$.

Зависимость относительных фазовых проницаемостей от насыщенности порового пространства жидкостью показана на рисунке I.

Будет ли индикаторная диаграмма скважины линейной, если фильтрация каждой из фаз газированной жидкости подчиняется линейному закону?

Зависимость относительных фазовых проницаемостей для жидкости и газа от насыщенности жидкостью

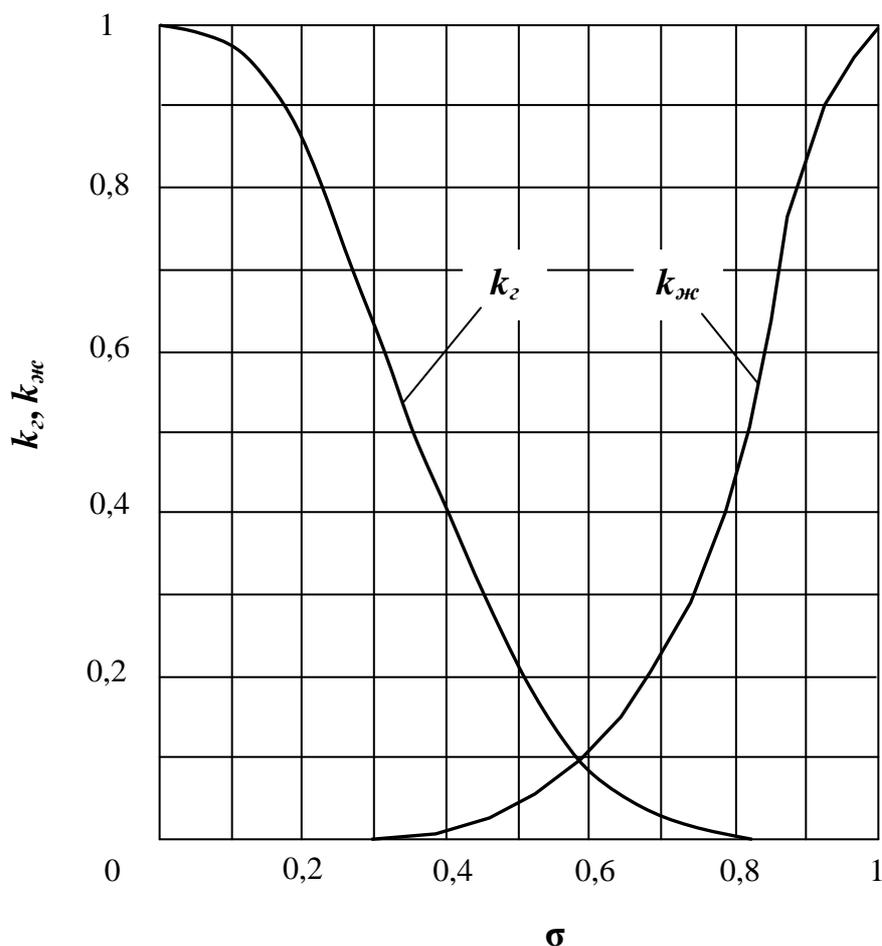


Рисунок I

При решении задачи может понадобиться рисунок II, который взят из справочной литературы.

Зависимость значений функции H^* от безразмерного давления P^*
(для $\alpha=0,02$)

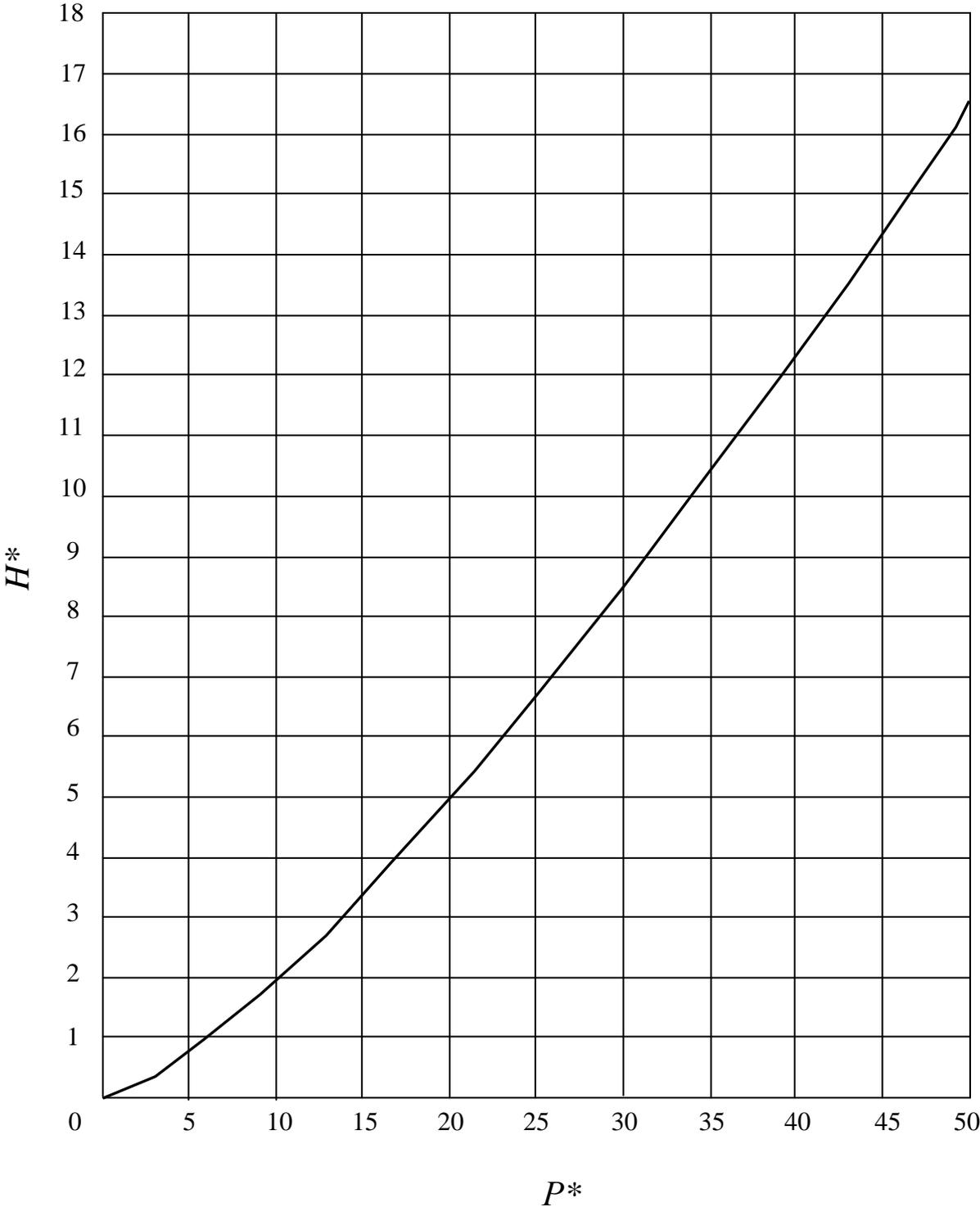


Рисунок II

С.6. СИТУАЦИЯ 57

В Вашем распоряжении имеются карты изобар, построенные в масштабе 1:25000 и характеризующие распределение пластового давления в нефтяной залежи. Изобары проведены через 5 ат (0,5 МПа). На картах выделяются участки, в пределах которых расстояния между соседними изобарами составляют 5 мм, 8 мм, 1 см, 1,2 см, 1,5 см.

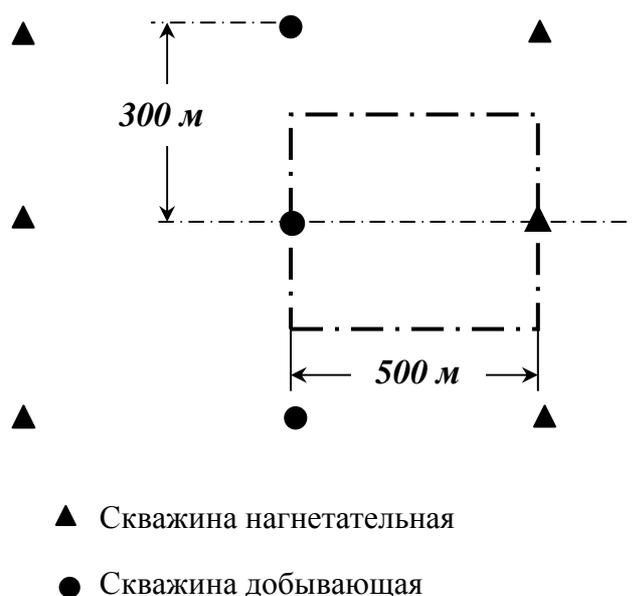
По результатам исследования проб нефти установлено, что массовое содержание в ней высокомолекулярных компонентов составляет: асфальтенов – 7,3%; смол – 13,2%. В попутном газе содержится азота $3,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$, метана $3,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$, этана $5,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Средняя температура пласта равна 28°C . Пласт сложен песчаником, средняя проницаемость которого составляет $0,310 \text{ мкм}^2$.

Будут ли вязко-структурные свойства нефти влиять на разработку в пределах выделенных участков пласта?

С.6. СИТУАЦИЯ 58

Гидродинамически совершенная скважина с условным радиусом 10 см расположена в центральной части нефтяного пласта, контур питания которого схематизируется окружностью с радиусом 1 км. Пласт имеет постоянную толщину 7 м и характеризуется проницаемостью $0,860 \text{ мкм}^2$. Давление на контуре питания постоянно и равно 20 МПа. Исследованиями нефти установлено, что при фильтрации она проявляет свойства нелинейно вязко-пластичной жидкости: вязкость нефти с не разрушенной структурой 53 мПа·с, вязкость нефти с предельно разрушенной структурой 8 мПа·с, градиент динамического давления сдвига $0,0030 \text{ МПа/м}$, градиент давления предельного разрушения структуры $0,0062 \text{ МПа/м}$. Скважина эксплуатируется с дебитом $60 \text{ м}^3/\text{сут}$. Планируется увеличить дебит скважины в три раза. Обязательно ли для этого в три раза увеличивать депрессию?

С.6. СИТУАЦИЯ 59



Один из вариантов разработки нефтяного пласта, гидродинамически не связанного с законтурной водонапорной областью, предусматривает применение внутриконтурного заводнения при однорядной схеме размещения скважин. Число нагнетательных скважин в каждом ряду равно числу добывающих скважин. Схема элемента системы разработки показана на рисунке. Пласт представлен терригенным коллектором, охваченная заводнением нефтенасыщенная толщина равна 6 м, пористость 18%, вязкость нефти в пластовых условиях 12 мПа·с, вязкость воды $\mu_w=1$ мПа·с. Характер вытеснения нефти водой непоршневой.

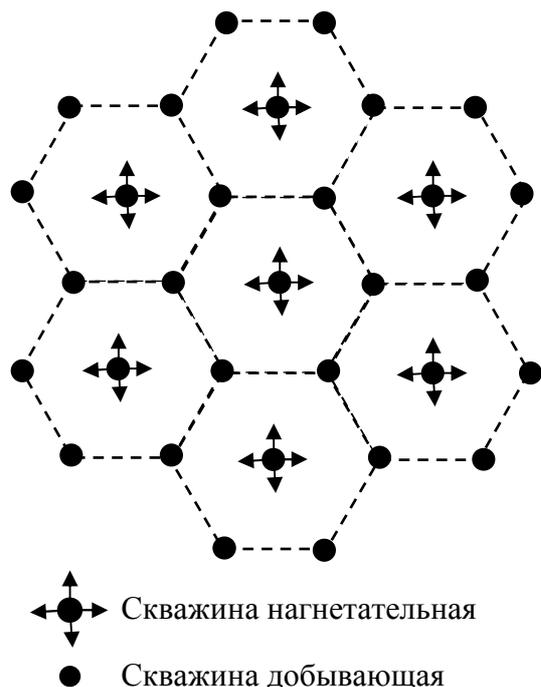
По результатам лабораторных исследований процесса вытеснения на образцах породы установлено, что насыщенность связанной водой составляет 15%, предельная водонасыщенность 75%. С изменением водонасыщенности S в указанном диапазоне относительные фазовые проницаемости для нефти k_n и воды k_w принимают следующие значения:

S	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75
k_n	1,000	0,706	0,460	0,300	0,189	0,114	0,070	0,040	0,026	0,019	0,013	0,007	0,000
k_w	0,000	0,004	0,011	0,019	0,030	0,045	0,068	0,117	0,185	0,294	0,440	0,581	0,672

В каждую нагнетательную скважину планируется закачивать воду с расходом $q=250$ м³/сут. Отбор жидкости из добывающих скважин постоянный, дебит одной добывающей скважины равен расходу нагнетательной скважины.

Как повлияет на продолжительность безводного периода разработки выравнивание вязкостей нефти и воды?

С.6. СИТУАЦИЯ 60



При проектировании разработки нефтяного пласта, гидродинамически не связанного с законтурной водонапорной областью, рассматривается вариант с внутриконтурным заводнением при площадной семиточечной схеме размещения скважин, как показано на рисунке. Площадь одного элемента равна площади шестиугольника, в вершинах которого находятся шесть добывающих скважин, а в центре - одна нагнетательная скважина, и составляет 12,6 га. Пласт представлен терригенным коллектором, охваченная заводнением нефтенасыщенная толщина равна 8 м, пористость 20%, вязкость нефти в пластовых условиях 10 мПа·с, вязкость воды $\mu_w=1$ мПа·с. Характер вытеснения нефти водой непоршневой.

По результатам лабораторных исследований процесса вытеснения на образцах породы установлено, что насыщенность связанной водой составляет 10%, предельная водонасыщенность 70%. С изменением водонасыщенности S в указанном диапазоне относительные фазовые проницаемости для нефти k_n и воды k_w принимают следующие значения:

S	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70
k_n	1,000	0,669	0,367	0,233	0,140	0,090	0,062	0,040	0,026	0,019	0,010	0,005	0,000
k_w	0,000	0,003	0,008	0,013	0,023	0,040	0,057	0,088	0,137	0,212	0,320	0,444	0,625

В каждую нагнетательную скважину планируется закачивать воду с расходом $q=300$ м³/сут. Залежь предполагается эксплуатировать в условиях жесткого водонапорного режима при постоянном отборе жидкости из добывающих скважин.

Как повлияет на продолжительность безводного периода разработки выравнивание вязкостей нефти и воды?