

УДК 622.276.2.004.18(571.12)

**В.П. Балин**<sup>1</sup>, e-mail: balin@vniineftzs.ru; **И.О. Малышев**<sup>1</sup>, e-mail: malyshev@vniineftzs.ru

<sup>1</sup> АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь» (Тюмень, Россия).

## К вопросу освоения сеноманских залежей высоковязкой нефти

Первые опытно-промышленные работы по освоению сеноманских залежей высоковязкой нефти на территории Западной Сибири вскрыли насущные проблемы и показали, насколько сложным является данный процесс. Речь идет о практически неконтролируемых прорывах газа и воды в добывающие нефтяные скважины, в том числе горизонтальные, резком снижении дебита нефти в первый год эксплуатации, что вызвано рядом геологических и технологических факторов. К таким факторам, в частности, относится существенная разница в подвижностях высоковязкой нефти, газа и воды, находящихся в пределах одной гидродинамически связанной пластовой системы, а также близость интервалов перфорации нефтяных скважин к поверхностям газонефтяного и водонефтяного контактов. Снижение влияния одного из негативных факторов, например снижение прорывов газа в нефтяные скважины при высокой активности подошвенной воды, позволит продлить срок их эксплуатации с допустимыми технологическими режимами. Ряд исследователей считают, что одним из направлений оптимизации разработки в целях снижения влияния верхнего газа на показатели эксплуатации добывающих нефтяных скважин является одновременная добыча нефти и газа или же опережающая добыча газа на начальной стадии освоения. Однако опережающая добыча газа может привести к перемещению нефтяной оторочки в газонасыщенную часть залежи, выше газонефтяного контакта. Авторами на модели гипотетической залежи высоковязкой нефти, осложненной газовой шапкой и максимально приближенной к фактической геологической модели одного из месторождений, показано, насколько первоочередной отбор газа влияет на расформирование оторочки высоковязкой нефти. Анализ чувствительности к различным геологическим факторам показал, что наибольшее влияние на миграцию нефти в газовую шапку оказывает вертикальная связность резервуара.

**Ключевые слова:** высоковязкая нефть, нефтяная оторочка, газовая шапка, отбор газа, темп отбора газа, переток нефти, газонефтяной контакт, пластовое давление, нефтенасыщенность.

.....

**V.P. Balin**<sup>1</sup>, e-mail: balin@vniineftzs.ru; **I.O. Malyshev**<sup>1</sup>, e-mail: malyshev@vniineftzs.ru

<sup>1</sup> VNIIneft-Zapadnaya Sibir JSC (Tyumen, Russia).

## About Senoman High-Viscosity Oil Deposits Developing

The first pilot development of senoman deposits with high-viscosity oil in West Siberia detected main problems and showed complexity of the process. Uncontrolled gas and water breakthroughs to oil production wells (both vertical and horizontal), abrupt decline of oil rate during the first year of oil production (because of some geological and technological reasons) are among of these problems. A significant difference in high-viscosity oil, gas and water mobilities within a single hydrodynamically bound reservoir system, as well as the closeness of oil well perforation intervals to gas-oil and water-oil contacts are among of these factors. Reduction of one of the negative factors, for example, gas breakthroughs in oil wells with high-active aquifer water, will allow to prolong the period of acceptable technological regime's work. Some scientists consider, that simultaneous production of oil and gas or the advancing gas production at the initial stage of development are possible ways of production optimization for reduction of the influence of the upper gas on production oil wells work indexes. However, advancing gas production can lead to the movement of the oil rim into the gas-saturated part of the deposit, above the gas-oil contact. So we built hypothetical model of high-viscosity oil deposit with gas cap, which is maximum approximate to real geological model of some field. With the help of the model we show, how prime gas cap production influences on high-viscosity oil rim disbanding. Also we analyzed different geological factors sensitivity analysis showed, that vertical connectivity of a reservoir has the greatest impact on oil migration to gas cap.

**Keywords:** high-viscosity oil, oil rim, gas cap, gas production, oil production rate, oil flow, gas-oil contact, reservoir pressure, oil saturation.

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика сеноманских залежей высоковязкой нефти

Table 1. Geological and physical characteristics of Cenomanian deposits of high-viscosity oil

Месторождение Oil field	Глубина залегания, м Depth of burial, m	$H_{\text{пор}}, \text{м}$ (m)	$H_{\text{тр}}, \text{м}$ (m)	$K_{\text{пр}}, \%$	$K_{\text{пор}}, \text{мкм}^2$ ( $\mu\text{m}^2$ )	Неоднородность Nonuniformity	Нефтенасыщенность, % Charge, %	Вязкость, Па·с Viscosity, Pa·s	Плотность, кг/м <sup>3</sup> Density, kg/m <sup>3</sup>	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Gas oil ratio, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	$T, \text{°C}$	$P_{\text{пр}}, \text{МПа}$ (MPa)	$P_{\text{натр}}, \text{МПа}$ (MPa)	Газовая шапка Gas cap
Западно-Мессояхское Zapadno (Western) Messoyakhskoe	782	7,66	15	28	0,210 (ГИС)	Высокая High	52	77	949	19	14	8,8	8,8	+
Восточно-Мессояхское Vostochno (Eastern) Messoyakhskoe	722	14	10	28	0,141	Высокая High	56	103	935	16	16	8,15	8,15	+
Русское Russkoe	790	25,5	29,4	30	1	Высокая High	65	217	940	12	21	8,4	8,4	+
Северо-Комсомольское Severo (North) Komsomolskoe	1100	9,4	15	30,7	0,1– 1,0	Высокая High	52–59	114,5	916	33	35	11	11	+
Ван-Еганское Van-Eganskoe	824– 857	9,4	24,6	33	1,22	Высокая High	65,5	377	953	22	33	9,8	9,8	+
Тазовское Tazovskoe	1120	6	13,3	30–31	0,321	Высокая High	65	63	938	26	25	11,2	9,07	+

На территории Западной Сибири значительные запасы нефти сосредоточены в сеноманских отложениях. Суммарные геологические запасы нефти только разведанных залежей составляют более 5 млрд т. Залежи высоковязкой нефти в сеноманских отложениях сосредоточены на Русском, Западно-Мессояхском, Восточно-Мессояхском, Северо-Комсомольском, Ван-Еганском и других месторождениях. Характерной особенностью данных залежей является наличие в одной гидродинамически связанной системе нефти, газа и воды. Суммарные запасы газа данных залежей также весьма существенны и составляют около 500 млрд м<sup>3</sup>. Каждое из вышеперечисленных месторождений по величине запасов газа является крупным. Однако ни одно из перечисленных месторождений в пределах сеноманских нефтегазовых залежей в настоящее время в промышленную разработку не введено. Все они находятся на начальной стадии опытно-промышленной эксплуатации или же ее проектирования.

Геолого-физическая характеристика нефтегазовых залежей перечисленных месторождений представлена в табл. 1. На Русском месторождении опытно-промышленные работы ведутся на четырех пилотных участках с различными геолого-физическими характеристиками [1]. Реализуются различные технологии отработки нефтяной части залежи, различающиеся конструкциями скважин и методами воздействия. Фактическая работа скважин и моделирование показали низкие дебиты нефти и значительные коэффициенты падения при работе скважин на естественном режиме (от 23 до 55 % в первый год работы скважин). Расчетный коэффициент извлечения нефти при разработке на естественном режиме не превышает 7 %. Одной из задач опытно-промышленной эксплуатации является обеспечение стабильных дебитов нефти, что связано с минимизацией рисков прорыва газа из газовой шапки (ГШ) и воды с водонефтяного контакта (ВНК), а также с ор-

ганизацией эффективной системы поддержания пластового давления (ППД). На залежь пласта ПК<sub>1</sub> Северо-Комсомольского месторождения пробурено 12 вертикальных и 4 горизонтальные скважины, которые находятся в бездействии. Средний дебит нефти составил 0,95 т/сут, жидкости – 2,1 т/сут при обводненности 48 %. Основными проблемами на стадии опытно-промышленных работ можно назвать ранние прорывы газа и воды, вынос песка, набухание глин и образование стойких водонефтяных эмульсий [2]. Отсутствие выраженных, достаточно мощных непроницаемых перемычек между нефтяной частью пласта, газовой шапкой и подстилающей водой благоприятствует возникновению перетоков газа и воды к интервалу перфорации. Усугубляет эту проблему крайне низкая механическая прочность пород коллекторов. Реализация программы опытно-промышленной эксплуатации на Ван-Еганском месторождении осуществляется

Ссылка для цитирования (for citation):

Балин В.П., Малышев И.О. К вопросу освоения сеноманских залежей высоковязкой нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 9. С. 46–56.

Balin V.P., Malyshev I.O. About Senoman High-Viscosity Oil Deposits Developing (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 9, P. 46–56.

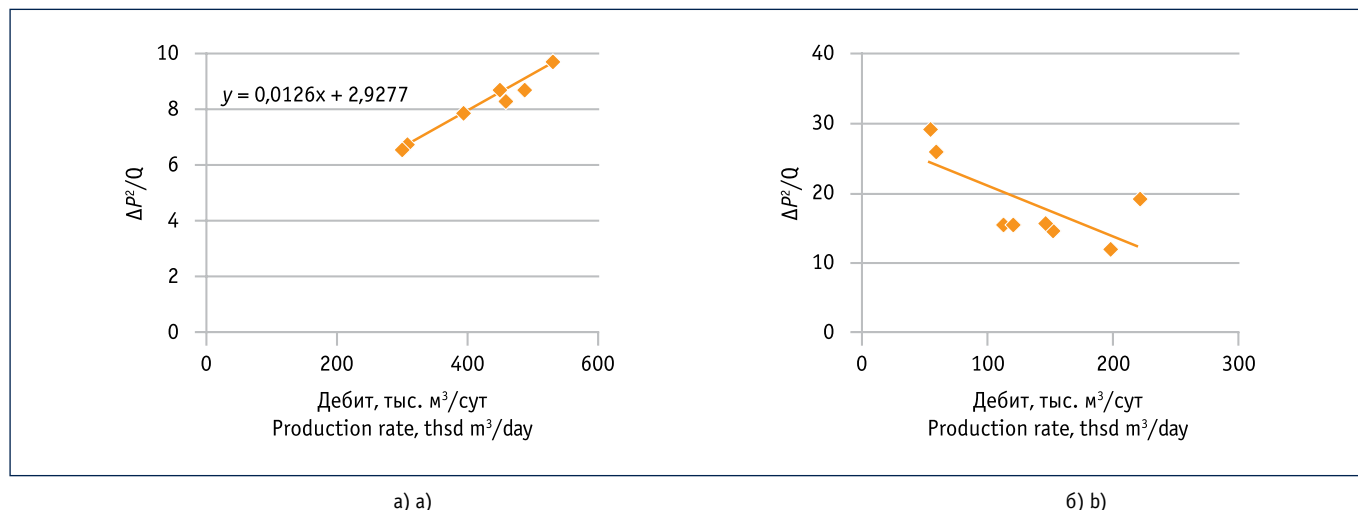


Рис. 1. Результаты интерпретации газодинамических исследований скв. 121 (а) и 139б (б)  
Fig. 1. The results of the interpretation of gas-dynamic investigations of wells 121 (a) and 139b (b)

на трех опытных участках. Здесь также внедряются различные технологии обработки нефтяной части залежи, различающиеся конструкциями скважин и методами воздействия.

Ни одна из технологий до сих пор в полном объеме не реализована, однако уже на данной стадии можно отметить негативное влияние верхнего газа и подстилающей воды на показатели эксплуатации горизонтальных нефтяных скважин [3, 4].

С данной проблемой столкнулись уже на стадии геологоразведочных работ, когда из интервалов пласта, перфорированных в нефтяной оторочке, получали притоки газа дебитом до 450 тыс. м³/сут. Несмотря на наличие расчлененности в зоне газонефтяного контакта, незначительную проницаемость пласта в газонасыщенной зоне и расстояние от интервала перфорации до газонефтяного контакта более 3 м, прорыв газа, вероятно, происходит как по затрубному пространству, так и через тонкослоистые глинистые перемычки, о чем свидетельствуют результаты исследования на режимах (рис. 1). Для примера на рис. 1а представлены результаты исследования скв. 121, перфорированной в интервале газовой шапки 952–960 м. Из данных анализа результатов газодинамических исследований скв. 139б (рис. 1б) видно, что индикаторная диаграмма, построенная по результатам замеров дебитов газа, забойных и пластового давлений, имеет противополож-

ный угол наклона, т. е. коэффициент фильтрационного сопротивления  $B$  имеет отрицательное значение, что противоречит закону притока газа к скважине.

Недолговременные результаты эксплуатации добывающих скважин с горизонтальным окончанием ствола на опытных участках показали, что основными причинами остановки являются высокая обводненность продукции (свыше 98 %), прорывы газа с последующим срывом подачи насоса [3].

Траектория стволов скважин находится близко к поверхностям контактов «газ – нефть» и «нефть – вода». Эффективная газонасыщенная толщина пласта в районе расположения эксплуатационных скважин в 3–5 раз больше эффективной нефтенасыщенной толщины.

Единственной скважиной, в которой удалось организовать устойчивую работу, является скважина с минимальной длиной горизонтального ствола 151 м. Таким образом, бурение скважин «сложной архитектуры» с длиной горизонтальной части ствола до 1000 и более метров не позволило избавиться от проблем, характерных для такого типа залежей.

При близости газонефтяного контакта (ГНК) или ВНК к горизонтальному стволу добывающей скважины длина ствола и траектория его проводки в пласте являются одними из главных причин образования конусов газа и воды при отборе нефти. При увеличении длины

горизонтального ствола в условиях прерывистости и невыдержанности глинистых пластов возрастает и вероятность вскрытия контактных с газом (водой) запасов нефти.

В работе [5] выведена формула для расчета контактной с газом или водой нефтенасыщенной толщины, связывающая расстояние между зонами отбора и нагнетания и геолого-физические параметры пласта, которая может использоваться для расчета контактной нефтенасыщенной толщины.

На рис. 2 представлена зависимость контактной нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщины от длины горизонтальной части ствола.

Вариант 1 соответствует следующим условиям:  $H_0 = 30$  м;  $K_n = 0,7$ ;  $K_p = 5$  (более 2 м). В варианте 2  $K_n = 0,5$ .

При увеличении длины горизонтального ствола с 200 до 1000 м контактная толщина возрастает от 23 до 36 % от средней нефтегазонасыщенной толщины рассматриваемого участка.

На начальном этапе разработки при практическом равенстве пластовых давлений в нефтяной и газовой частях залежи большую роль играет существенная разность подвижностей высоковязкой нефти и свободного газа (несколько тысяч). Уменьшению влияния газа в пласте будет способствовать снижение пластового давления в газовой части залежи, чего можно достичь организацией опережающего равномерного отбора газа по площади залежи.



## АКУСТИЧЕСКИЕ КОНТРОЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

Приборы для неразрушающего  
контроля металлов, пластмасс  
и бетона

115598, МОСКВА, УЛ. ЗАГОРЬЕВСКАЯ, Д. 10, КОРП. 4  
ТЕЛ./ФАКС: +7 (495) 984-74-62 (МНОГОКАНАЛЬНЫЙ)  
WWW.ACSYS.RU | MARKET@ACSYS.RU

# A1207

**NEW!**



- **ОБНОВЛЕННАЯ МОДЕЛЬ  
МИНИАТЮРНОГО  
ТОЛЩИНОМЕРА**
- **УДОБСТВО И ЛЕГКОСТЬ  
ЭКСПЛУАТАЦИИ**
- **НОВЫЕ  
ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ  
ВОЗМОЖНОСТИ**

### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Диапазон измеряемых толщин (по стали)	от 0,8 до 100,0 мм
Тип и частота сменного преобразователя	совмещенный, 4 МГц
Диаметр рабочей поверхности преобразователя	8 мм
Дискретность индикации измерений	0,1, 0,01 мм
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений	$\pm (0,005X + 0,1)$ мм
Единицы измерений	мм, дюймы
Диапазон устанавливаемых скоростей	от 1 000 до 9 000 м/с
Дискретность установки скорости	1 м/с
Тип дисплея	LCD
Питание	встроенный LiPoI аккумулятор
Время непрерывной работы при положительных температурах	16 часов
Диапазон рабочих температур	от -30 до +50 °C
Габаритные размеры	125 x 25 x 15 мм
Масса	40 г



Таблица 2. Характеристика фильтрационной модели

Table 2. Characteristics of the filtration model

Объект Object	Размер ячеек X x Y, м Cell size X x Y, m	Размер ячеек Z, м Cell size Z, m	Размерность модели Dimension of the model	Количество ячеек Cells amount
Сеноманская залежь Cenomanian deposits	200 x 200	0,54; 0,4 (ГНЗ – gas-and-oil reservoir); 0,6 (ВЗ – water supply well)	76 x 156 x 202	2 394 912

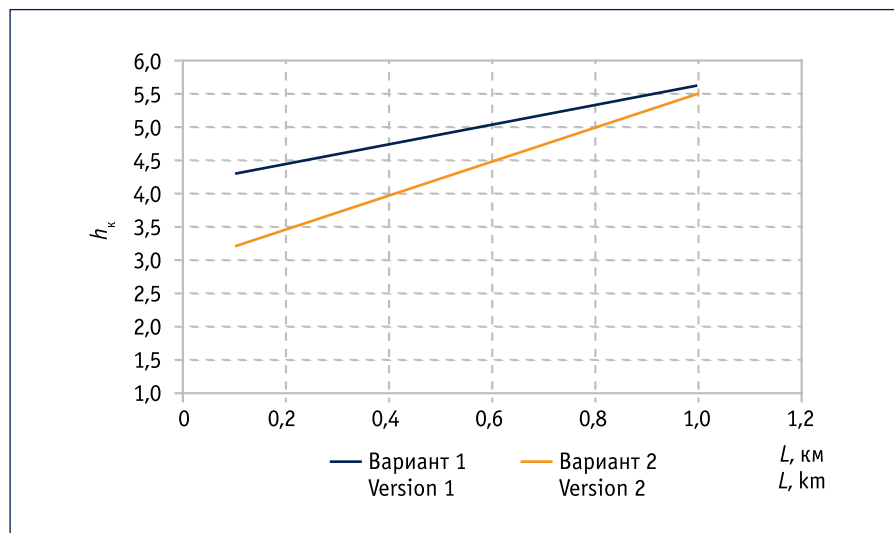


Рис. 2. Зависимость средней контактной толщины от длины горизонтального ствола

Fig. 2. Dependence of the average contact thickness on the length of the horizontal wellbore

В данном случае можно допустить даже некоторое увеличение вязкости нефти в приконтактном к ГНК слою, хотя проведенные экспериментальные исследования на пластовой нефти одного из месторождений-аналогов показали, что увеличения вязкости при снижении давления практически не происходит. Исследования в данном направлении (отбор газа из газовой шапки) проведены в [3, 4]. В первом случае отбор газа газовой шапки производился в целях снижения уровня компенсации отбора нефти закачиваемой водой при применении технологии барьерного заводнения. Выводы авторов [3] оптимистичны: при отборе 25 % запасов газа из газовой шапки необходимый объем компенсации отборов закачкой для формирования барьера снижается до 150 %, при этом благодаря реологическим свойствам нефти не наблюдается расформирования запасов нефтяной оторочки за счет изменения начального положения газонефтяного контакта. В [4] авторы рассматривают возможность одновременной разработки газовой шапки и нефтяной оторочки

пласта ПК<sub>1-2</sub> Ван-Еганского нефтегазового месторождения. В качестве режима эксплуатации нефтяных скважин рассматривается фонтанный способ с большими дебитами газа, так называемый режим на сверхкритических дебитах газа. На секторной модели была произведена оценка миграции нефтяной оторочки в зону газовой шапки в случае ее первоочередной разработки с темпом отбора газа 5 %. Выводы авторов: визуально значительное поднятие ГНК не наблюдается, присутствует лишь частичное по площади контакта изменение нефтенасыщенности выше принятого уровня ГНК; сопоставление запасов нефти выше газонефтяного контакта в пределах рассматриваемого сектора показало, что изменение незначительно и составляет 1,4 % от начальных геологических запасов сектора при снижении давления в газовой области от начального пластового 9,8 МПа до 2,7 МПа в среднем по пласту. В целях изучения влияния отбора газа на поведение нефтяной оторочки высоковязкой нефти авторами создана геолого-фильтрационная модель гипотети-

ческой залежи с геолого-физическими характеристиками, отражающими реальные свойства продуктивного пласта одного из месторождений-аналогов. Проведены оценочные расчеты динамики снижения пластового давления в различных частях залежи и возможного пластового перетока нефти в газонасыщенную часть при опережающем вводе в разработку газовой шапки.

Состав и PVT-свойства флюидов в гипотетической залежи приняты средними по залежам-аналогам.

Масштабирование фазовых проницаемостей выполнялось на основе петрофизической модели конечных точек одного из аналогов.

Характеристика фильтрационной модели приведена в табл. 2. Разрез фильтрационной модели гипотетической сеноманской залежи представлен на рис. 3. Соотношение горизонтальной и вертикальной проницаемости принято равным 1.

Моделирование законтурных вод в фильтрационной модели выполнялось путем использования множителя порового объема граничных ячеек. Учитывая высокую активность сеноманского водонапорного горизонта, соотношение поровых объемов газонефтяной и водоносной зоны принято 1:200.

Исходя из опыта разработки для освоения газовой шапки гипотетической залежи и оценки влияния данного процесса на поведение нефтяной оторочки, выбраны различные темпы отбора газа: 2,5 % (вариант 1); 4 % (вариант 2) и 5 % (вариант 3).

В целях обеспечения равномерного дренирования эксплуатационный фонд газовых скважин размещен на площади гипотетической залежи (рис. 4).

На площади газовой шапки в сводовой части залежи во всех расчетных вариантах размещается 30 газовых скважин на 10 кустах. Расстояние между забоями скважин (точками входа в пласт)

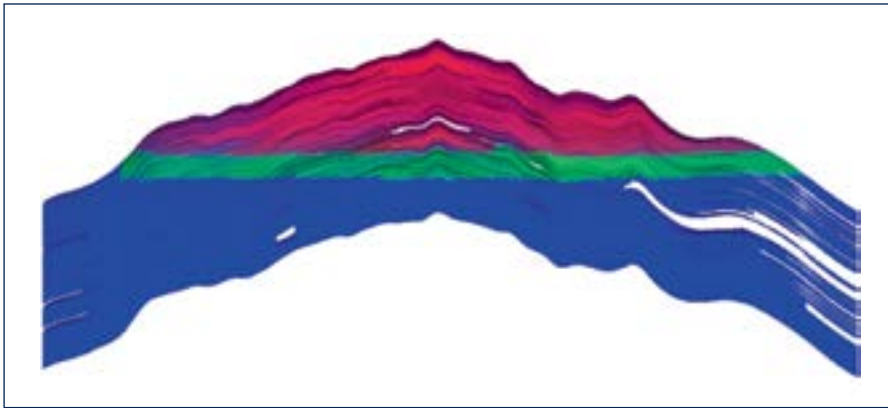


Рис. 3. Разрез гипотетической залежи в фильтрационной модели  
Fig. 3. The cut of the hypothetical reservoir in the filtration model

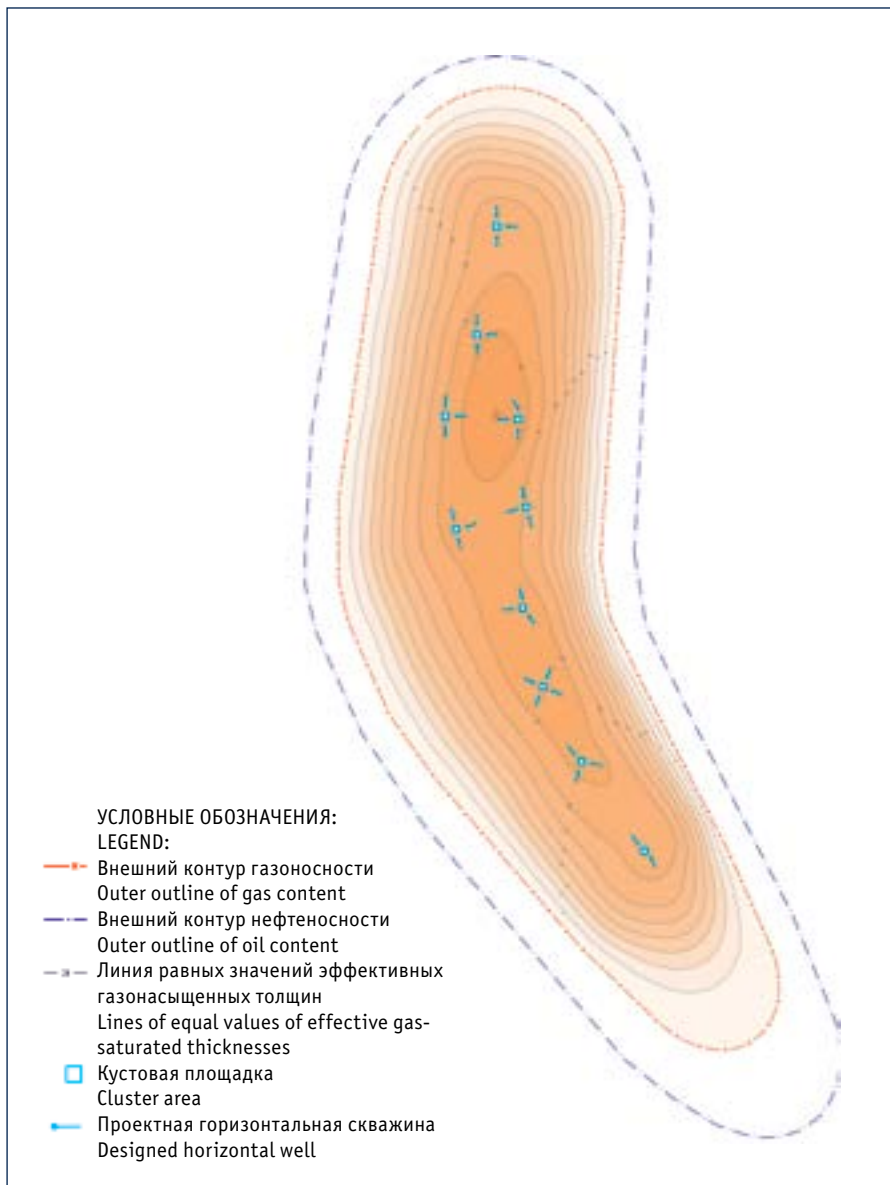


Рис. 4. Схема размещения эксплуатационного фонда газовых скважин на площади гипотетической залежи

Fig. 4. The location scheme of the operating fund of gas wells in the area of the hypothetical deposit

в кусте составляет 500–600 м, между кустами – 2,5–3,0 км. По конструкции скважины заканчиваются пологим стволом длиной 300 м. Степень вскрытия газовой шапки по высоте составляет 30 % кровли пласта.

В рассматриваемых расчетных вариантах разработки газовой шапки ввод в эксплуатацию оторочки высоковязкой нефти не предусматривается. Прогнозный период для расчетов принят равным 30 лет, предельная депрессия – 0,5 МПа, минимальный дебит газа составляет 30 тыс. м<sup>3</sup>/сут, максимальное содержание воды в продукции скважины – 0,00001 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, коэффициент эксплуатации скважин – 0,95.

Основные технологические показатели по расчетным вариантам разработки представлены на рис. 5.

В варианте 1 постоянный уровень отбора газа составляет 2,5 % запасов, средние начальные дебиты газовых скважин – 192,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут. За расчетный период (30 лет) из залежи отбирается 75,5 % запасов газа. Пластовое давление в скважинах снижается с 9,6 до 1,8 МПа, устьевое – с 7,9 до 1,0 МПа, средний дебит газа уменьшается до 179,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В варианте 2 постоянный уровень отбора газа составляет 4 % от запасов, средние начальные дебиты газовых скважин – 288,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут. За расчетный период (30 лет) из залежи отбирается 84,9 % запасов газа. Пластовое давление в скважинах снижается с 9,6 до 1,4 МПа, устьевое – с 7,6 до 1,0 МПа, средний дебит газа – до 95,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

По варианту 3 постоянный уровень отбора газа – 5 % от запасов, средние начальные дебиты газовых скважин – 384,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. За расчетный период (30 лет) из залежи отбирается 86,8 % запасов газа. Пластовое давление в скважинах снижается с 9,6 до 1,3 МПа, устьевое – с 7,0 до 1,0 МПа, средний дебит газа – до 76,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Во всех расчетных вариантах поступления нефти в газовые скважины не отмечено.

Для оценки влияния отборов газа на нефтяную оторочку определялся объем перетока нефти в зону газовой шапки, для чего использовалось текущее изменение геологических запасов нефти нефтяной оторочки.

На рис. 6 представлена динамика перетока нефти из нефтяной оторочки в зону газовой шапки при разных темпах отбора газа. За расчетный период накопленный объем перетоков нефти изменяется от 5,4 % начальных геологических запасов (НГЗ) в варианте 1 до 6,6 % НГЗ в варианте 3.

Наиболее существенное влияние на дальнейшую разработку оторочки высоковязкой нефти оказывает изменение пластового давления, возникшее в процессе опережающей разработки газовой шапки.

На рис. 7 представлено распределение пластового давления по вариантам разработки на конец расчетного периода (30 лет). Наблюдается существенное снижение пластового давления в газовой шапке с 9,65 до 2,17–3,28 МПа. В зоне нефтяной оторочки пластовое давление в целом снизилось несущественно – с 9,74 до 8,35–8,60 МПа. Основное снижение давления характерно для верхней части оторочки и зоны ГНК: здесь давление снижено до 4,5–5,5 МПа. В рамках созданной модели проведена оценка объема перетока нефти в зависимости от отбора газа по вариантам. Наименьший объем перетока нефти при одинаковых объемах отбора газа отмечается в варианте 3 с максимальным темпом отбора (5,0 %). Вариант 1 с минимальным темпом отбора газа характеризуется максимальными объемами перетока нефти. Здесь наиболее

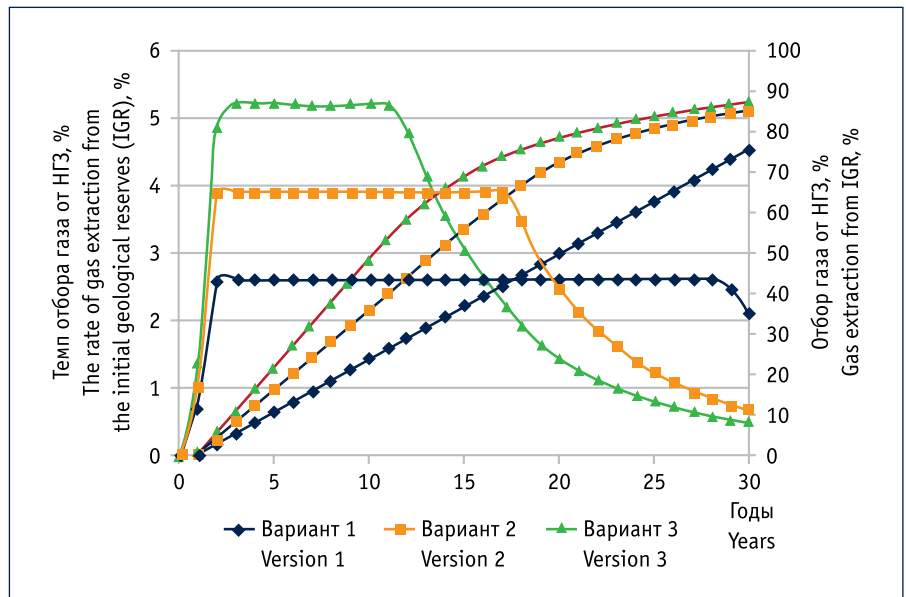


Рис. 5. Годовая и накопленная добыча газа по вариантам разработки  
Fig. 5. Annual and accumulated gas production by development options

существенную роль играет время разработки газовой шапки. Например, отбор газа на уровне 35 % от НГЗ в варианте 1 обеспечивается за 14 лет, а в варианте 3 – за 8 лет. Несмотря на то что средние пластовые давления в вариантах на этот период сопоставимы, объемы перетока различаются на 30 %. Большую роль в данном процессе играет инерционная составляющая. При отборе газа газовой шапки в объеме 30–40 % от НГЗ переток нефти составит 1,5–2,7 % НГЗН, давление в газовой шапке снизится до 5–6 МПа,

снижение давления в нефтяной части будет незначительным. Для оценки влияния различных параметров на уровни добычи газа, величины коэффициента извлечения газа, а также на объемы перетоков нефти в газовую шапку на фильтрационной модели выполнен анализ чувствительности. В качестве параметров неопределенности были выбраны:

- 1) вязкость нефти;
- 2) связность коллектора по вертикали;
- 3) активность законтурных вод (аквифер).

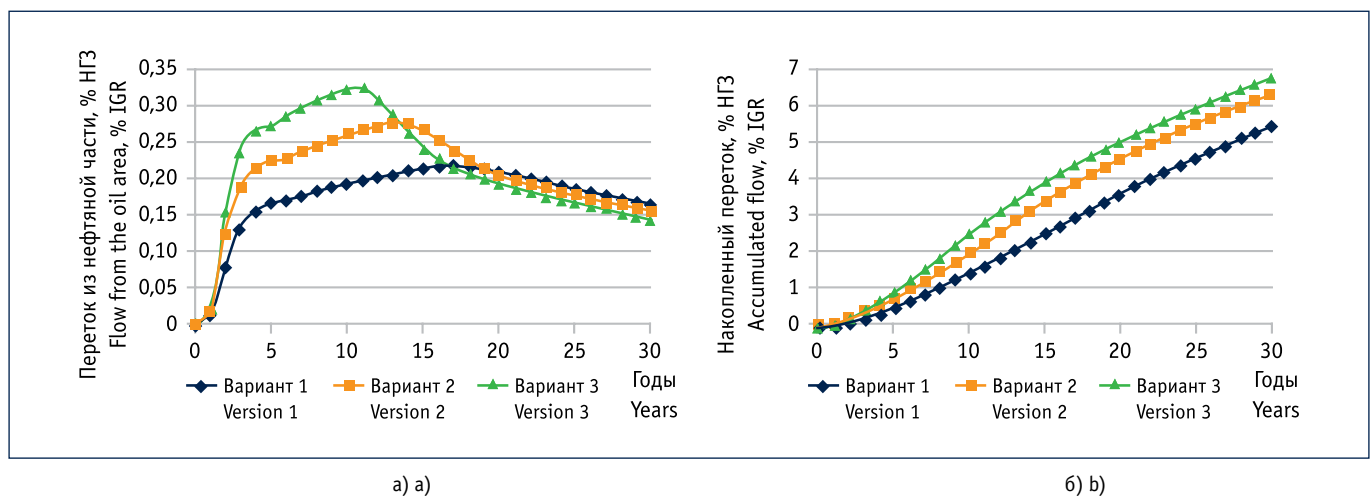


Рис. 6. Динамика пластовых перетоков запасов нефти в газовую шапку по вариантам разработки:  
а) годовая; б) накопленная  
Fig. 6. Dynamics of reservoir flows of oil reserves in the gas cap according to the development options:  
а) annual; б) accumulated



Более двадцати пяти лет мы обеспечиваем стабильное и безопасное энергоснабжение, разрабатывая и изготавливая современные надежные системы релейной защиты и автоматики, точно отвечающие потребностям энергетики.

## ЗАО «РАДИУС АВТОМАТИКА»: ПОЛНЫЙ ЦИКЛ ОТ РАЗРАБОТКИ ДО ПРОИЗВОДСТВА:

- Микропроцессорных устройств РЗА серии «Сириус».
- Шкафов РЗА на серии «ШЭРА».
- Ячеек КРУ серии «РАДИУС».
- Комплектов ретрофита релейных отсеков ячеек КРУ.
- Систем оперативного тока серий «ЩСН-РА», «ЩПТ-РА», «ШОТ-РА» и «ШРОТ-РА».
- Секционирующих пунктов серии «СП-РА» и пунктов коммерческого учета электроэнергии серии «ПКУ-РА».
- Средств испытаний и диагностики оборудования и линий электропередачи.

Основная номенклатура



Распределительства



Испытательное оборудование



Все производимое ЗАО «РАДИУС Автоматика» оборудование полностью разрабатывается и изготавливается в России.

[www.rza.ru](http://www.rza.ru)  
[radius@rza.ru](mailto:radius@rza.ru)  
+7 (495) 663-17-63



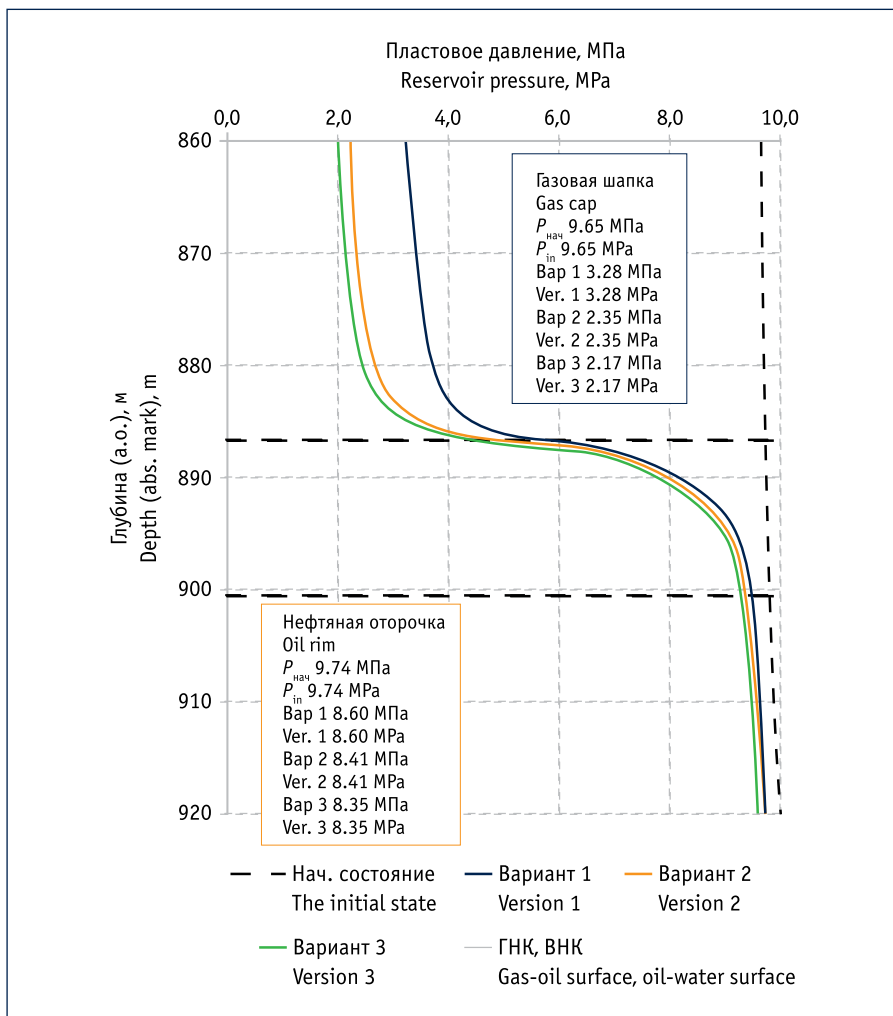


Рис. 7. Распределение пластового давления в среднем по разрезу газовой шапки и нефтяной оторочки

Fig. 7. The distribution of the reservoir pressure in the average through the cut of the gas cap and oil rim

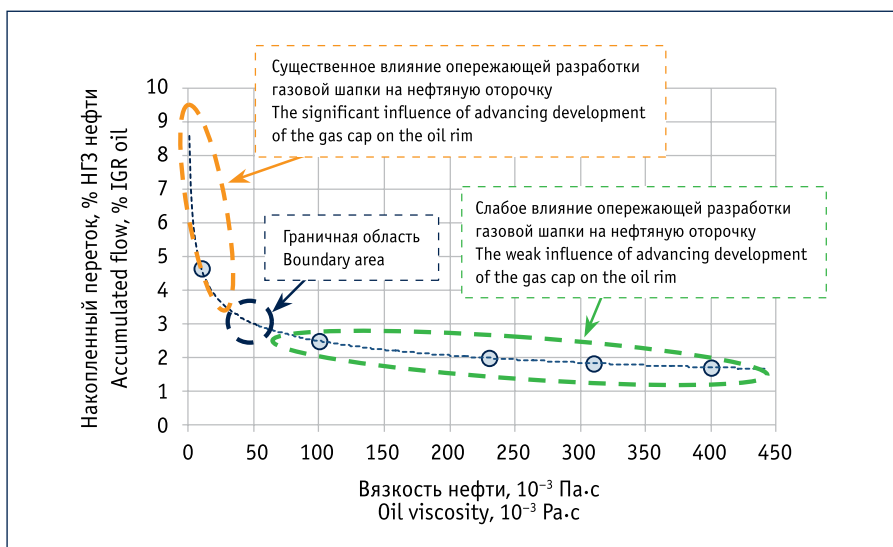


Рис. 8. Влияние вязкости нефти на объем перетока нефти

Fig. 8. The influence of oil viscosity on the oil flow volume

Оценка влияния изменения параметров неопределенности на технологические показатели разработки газовой шапки сеноманской газонефтяной залежи выполнялась на базе варианта 2 (темп отбора газа 4 % НГЗГ).

На рис. 8 представлена зависимость накопленного перетока нефти при отборе газа 35 % от НГЗ для различных вязкостей нефти. Вязкость нефти 50 мПа·с можно условно назвать граничной. При вязкости нефти более 50 мПа·с объемы перетока незначительны и варьируются от 1,5 до 3 % от НГЗ. При значениях вязкости менее 50 мПа·с отмечается существенное влияние разработки газовой шапки на объем перетоков нефти из нефтяной оторочки.

Для оценки влияния связанности коллектора по вертикали на технологические показатели разработки были выполнены расчеты модификаций варианта 2, различающиеся значениями мощности глинистых перемычек, являющихся барьерами для движения флюидов. Расчетные условия соответствуют основным вариантам разработки газовой шапки.

Вариант 0 – базовый вариант (соответствует варианту 2).

Вариант Р1 – предполагает отсутствие в модели глинистых перемычек толщиной менее 1 м.

Вариант Р2 – предполагает отсутствие в модели глинистых перемычек толщиной менее 2 м. Данный вариант близок к модели однородного пласта в связи с незначительной долей глинистых перемычек толщиной более 2 м по залежам-аналогам (рис. 9).

Вариант Р312 – предусматривает различную связанность коллектора по вертикали для зон различной насыщенности. Граничная мощность глинистой перемычки для зоны газовой шапки – 3 м, для зоны нефтяной оторочки – 1 м, для водонасыщенной зоны – 2 м. Рассмотрение данного варианта связано с существенными различиями подвижности фаз и, соответственно, с различными граничными мощностями глинистых перемычек для их фильтрации.

Данные модификации предполагают полное отсутствие глинистых разделов при мощности менее ранее указанных значений. На практике глинистые пе-

ремочки имеют конечную проницаемость на порядки меньшую, чем проницаемость песчаных пропластков. Поэтому выполненные расчеты носят условный характер и имеют практическую ценность только на качественном уровне.

Результаты расчетов свидетельствуют об увеличении накопленной добычи газа и удлинении периода постоянной добычи при увеличении связанности коллектора по вертикали.

Объем перетока нефти существенно увеличивается с ростом вертикальной связанности коллектора. За расчетный период (30 лет) накопленный объем перетоков нефти изменяется от 10,8 % НГЗН по варианту P1 до 19,7 % НГЗН по варианту P2, по базовому варианту – 6,1 % НГЗН. За 10 лет разработки накопленный объем перетоков нефти изменяется от 4,7 % НГЗН по варианту P1 до 10,5 % НГЗН по варианту P2, по базовому варианту – 2 % НГЗН.

С ростом вертикальной связанности коллектора наблюдаются снижение пластового давления в нефтяной оторочке и некоторый рост давления в газовой шапке, что связано с компенсацией давления за счет перемещения объемов нефти в газовую часть.

На рис. 10 представлено средневзвешенное по залежи распределение нефтенасыщенности по модификациям на 10-й и 30-й года разработки. С ростом вертикальной связанности коллектора наблюдается увеличение подъема нефти над ГНК.

За 10-летний период максимальный подъем нефти по базовому варианту составляет около 5 м, по варианту P2 – около 13 м.

За 30-летний период максимальный подъем нефти по базовому варианту составляет около 10 м, по варианту P2 – около 22 м.

Следует отметить, что указанные величины характеризуют лишь локальные участки с незначительным увеличением нефтенасыщенности.

Для обобщенной оценки условной величины подъема ГНК был принят рост нефтенасыщенности более 0,3. Для базового варианта условный подъем ГНК за 10-летний период не наблюдается, за 30-летний период условный подъем ГНК

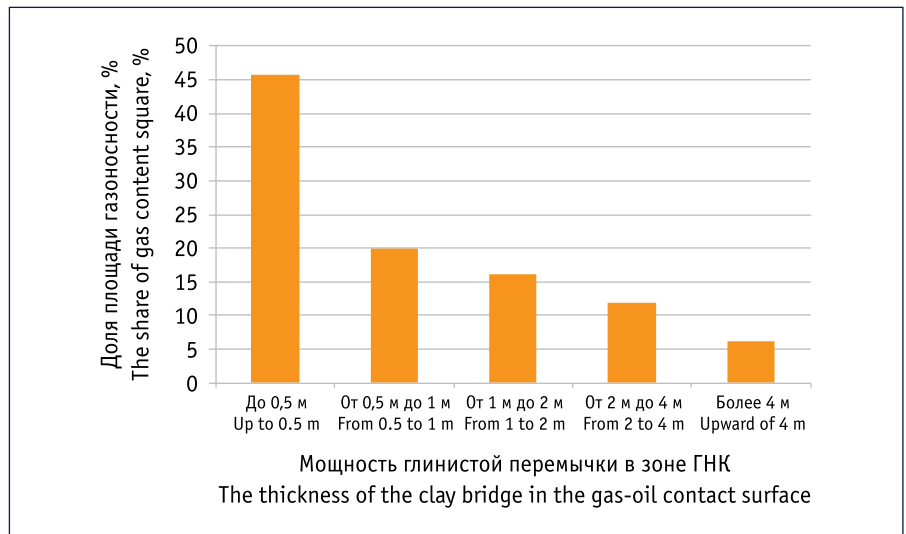


Рис. 9. Распределение мощности глинистых пропластков в зоне ГНК  
Fig. 9. The thickness distribution of argillaceous seams in the area of GNK

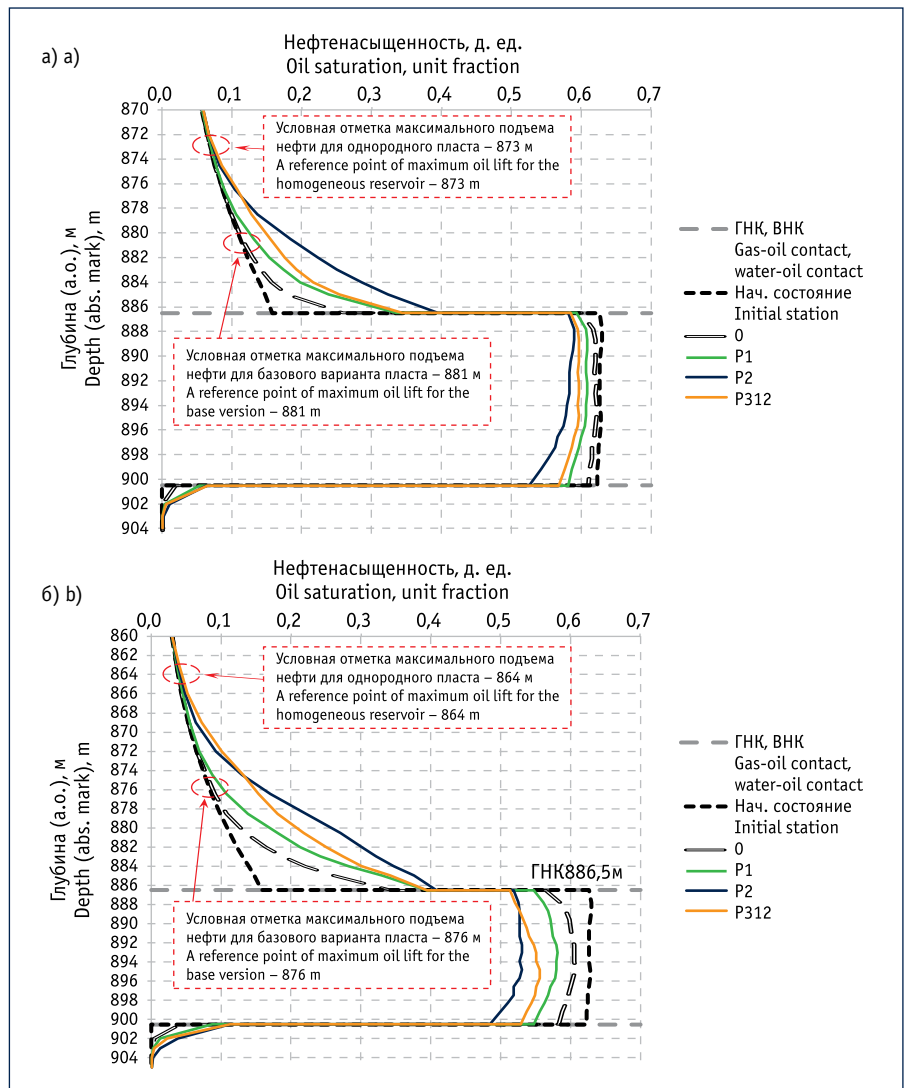


Рис. 10. Распределение нефтенасыщенности за 10 лет (а) и 30 лет (б) разработки газовой шапки  
Fig. 10. The distribution of oil saturation for 10 years (a) and 30 years (b) of a gas cap developing

составляет около 0,8 м. Для варианта Р2 за 10-летний период условный подъем ГНК составляет около 2 м, за 30-летний период – около 4,5 м.

Для оценки чувствительности уровней добычи газа, величин коэффициента извлечения газа и объемов перетока нефти при изменении активности законтурных вод были выполнены расчеты модификаций базового варианта, различающихся соотношением поровых объемов продуктивной и водоносной зон. Результаты расчетов свидетельствуют об отсутствии влияния активности водонапорного горизонта на технологические показатели разработки. Влияние активности водонапорного горизонта на объем перетока нефти незначительно.

Проведенные модельные исследования опережающего ввода в разработку газовой шапки залежи высоковязкой нефти свидетельствуют о незначительном влиянии на состояние запасов нефтяной оторочки, что подтверждает выводы авторов [3, 4].

Наряду с модельными исследованиями для подтверждения эффективности опережающего или одновременного отбора газа из газовой шапки необходим хорошо спланированный промышленный эксперимент с возможностью добычи и использования газа газовой шапки, регулирования темпа его отбора с контролем уровня ГНК и параметров

работы нефтяных скважин. При проведении эксперимента необходимо предусмотреть возможность поддержания пластового давления в нефтяной части залежи.

## ВЫВОДЫ

1. Текущие объемы перетока высоковязкой нефти из нефтяной оторочки в зону газовой шапки увеличиваются с увеличением темпа отбора газа, однако при одинаковых накопленных отборах газа объемы перетока выше в вариантах с низкими темпами отбора.

2. На конец расчетного периода (30 лет) при отборе около 80 % запасов газа наблюдается существенное снижение пластового давления в газовой шапке до 2,17–3,28 МПа. В зоне нефтяной оторочки пластовое давление понижается до 8,35–8,60 МПа. Основное снижение давления характерно для верхней части оторочки и зоны ГНК – здесь давление понижается до 4,5–5,5 МПа.

3. В условиях низкого газосодержания пластовой нефти снижение пластового давления в нефтяной оторочке не должно оказывать негативного влияния на свойства нефти, однако данный вопрос требует проведения дополнительных исследований. Положительным фактором отбора газа будет снижение его прорывов в добывающие нефтяные скважины и, как следствие, более надежная работа насосного оборудования.

4. Отбор газа газовой шапки в 30–40 % не окажет существенного влияния на состояние запасов нефтяной оторочки, переток нефти составит 1,5–2,2 % НГЗН, период «безопасной» разработки газовой шапки составляет 9–11 лет при темпе отбора газа 4 %.

5. Объем перетока нефти в газовую шапку при первоочередном вводе ее в разработку существенно зависит от вязкости пластовой нефти. При имеющем место диапазоне вязкостей пластовых нефтей сеноманских залежей при одной и той же геологической характеристике объем перетока увеличивается практически в два раза при снижении вязкости нефти от 377 мПа·с (Ван-Еганское месторождение) до 63 мПа·с (Тазовское месторождение).

6. Увеличение вертикальной связанности коллектора способствует увеличению накопленной добычи газа и удлинению периода постоянной его добычи, при этом объем перетока нефти существенно растет, наблюдается увеличение высоты подъема ГНК.

7. Влияние степени активности водонапорного горизонта на технологические показатели разработки газовой шапки и на объемы перетока нефти из нефтяной оторочки в диапазоне рассмотренных соотношений поровых объемов газонефтяной и водоносной областей незначительно.

## Литература:

1. Кутузова М. Черный мед // Нефть России. 2012. № 2. С. 40–43.
2. Строганов В.М., Гарушев А.Р., Мочульский В.М. и др. К вопросу о ликвидации водо-, газоперетоков в скважинах Северо-Комсомольского месторождения // Сб. докладов 4-й Междунар. конф. «Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей», г. Анапа, Краснодарский край, 2004. Краснодар: Изд-во «Эдви», 2004. С. 122–127.
3. Шайхутдинов И.К., Галимарданов В.Р., Бардин В.А. Ван-Еган: Выбор оптимальной стратегии разработки тонкой оторочки высоковязкой нефти с большой газовой шапкой. SPE 117087.
4. Насибуллин А.З., Язков А.В., Лене А.Г., Бардин В.А. Одновременная разработка газовой шапки и оторочки высоковязкой нефти пластов ПК<sub>1-2</sub> Ван-Еганского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2009. № 8. С. 34–37.
5. Медведский Р.И., Кряквин А.Б., Балин В.П. и др. Кондиции запасов нефтяных месторождений Западной Сибири. М.: Недра, 1992. 295 с.

## References:

1. Kutuzova M. Black Honey. Neft' Rossii = Oil of Russia, 2012, No. 2, P. 40–43. (In Russian)
2. Stroganov V.M., Garushev A.R., Mochulsky V.M. and others. On the Issue of Liquidation of Water, Gas Flow in the Wells of the North Komsomolskoye Field. In: Proceedings of the 4<sup>th</sup> International Conference «Development of Resources of Hard-To-Recover and High-Viscosity Oils», Anapa, Krasnodar Region, 2004. Krasnodar, «Edwi» Publishing House, 2004, P. 122–127. (In Russian)
3. Shaikhutdinov I.K., Galimardanov V.R., Bardin V.A. Van-Yogan: Choosing the Optimal Strategy for Developing a Thin Rim of High-Viscosity Oil with a Large Gas Cap. SPE 117087. (In Russian)
4. Nasibullin A.Z., Yazkov A.V., Lene A.G., Bardin V.A. Simultaneous Development of a Gas Cap and a Rim of High-Viscosity Oil of PK<sub>1-2</sub> Layers of the Van-Yoganskoye Field. Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry, 2009, No. 8, P. 34–37. (In Russian)
5. Medvedsky R.I., Kryakvin A.B., Balin V.P. and others. Conditions of Oil Fields Reserves in West Siberia. Moscow, Nedra, 1992, 295 pp. (In Russian)