УДК 622.276.344

Д.Ю. Баженов
Газпромнефть-Ямал[1]
главный геолог
gpn-yamal@tmn.gazprom-neft.ru

В.Н. Архипов
ЗАО «ТИНГ»[2]
заместитель директора департамента
ting @ togi.ru

Ф.И. Полковников
Политехническая школа ТюмГУ[3]

Д.С. Логинова
Политехническая школа ТюмГУ[3]

Оптимизация технологии разработки нефтяных оторочек

[1]Россия, 625000, Тюмень, 50 лет Октября, 8б
[2]Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64, Сити–Центр, 10–11 эт.
[3]Россия, Тюмень, ул. Ленина, 25

Повышение рентабельности разработки нефтяных оторочек – актуальная задача, т.к. освоение большей части запасов нефти, осложнённых наличием подстилающей воды и газовых шапок, сегодня экономически нецелесообразно. Авторы выделяют два направления повышения эффективности разработки нефтяных оторочек, которые позволят добиться лучшей выработки запасов, повысить конечную нефтеотдачу и максимизировать прибыль. Первое связано с обоснованием оптимальных режимов работы скважин, второе направлено на поиск и применение инновационных технологий

Ключевые слова: разработка нефтяных оторочек; трудноизвлекаемые запасы нефти; оптимальные режимы работы скважин; физические методы повышения КИН

Активы большинства предприятий ТЭК включают месторождения, залежи которых представлены сочетанием обширной газовой шапки с «тонкой» нефтяной оторочкой. Доля таких запасов составляет 13% от всех ТРИЗ (3,7 млрд т подгазовых зон и нефтяных оторочек не разрабатывается) [1].

На сегодняшний день нет четкого понимания, какие запасы относить к нефтяным оторочкам. Закономерно возникает вопрос, что же такое нефтяная оторочка? В разное время рассматриваемое понятие находило своё отражение в следующих нормативных документах:

– 1987 г. – «Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» – пред-

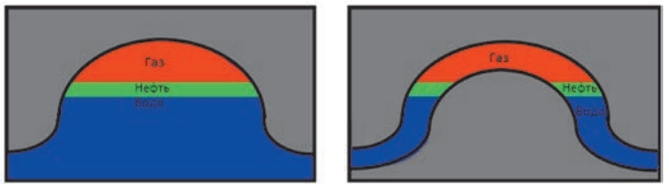


Рис. 1.
Типы пластовых залежей: а – массивная; б – с кольцевой оторочкой

ложено определять нефтяную оторочку по доле нефтенасыщенного объема (< 25%) [2];

– 2009 г. – «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» – оторочка определятся по объему условного топлива нефтяной части (объем < 50%) [3];

– 2016 г. – «Правила разработки, классификация запасов» – к нефтяной оторочке относится нефтегазовая залежь с нефтенасыщенным объемом, меньше чем газонасыщенным [4].

Сложности в разработке нефтяных оторочек напрямую следуют из особенностей их геологического строения – структура запасов такова, что они заключены в продуктивных интервалах разреза, характеризующихся сравнительно малой мощностью и при этом перекрываемых газовой шапкой и подстилающихся водой.

Согласно условиям залегания выделяют: сплошные нефтяные (т.е. подстилающие газоконденсатную область залежи) и кольцевые или окаймляющие (нефть залегает в виде узкого кольца или цепочки фрагментов кольца) оторочки (***рис. 1***).

Применяемые на практике системы разработки нефтегазовых залежей (как на истощении, так и с поддержанием пластового давления) характеризуются невысокой эффективностью, т.к. не способны удержать газовую шапку в ее первоначальном положении. Перечисленные выше сложности обуславливают как низкие конечные коэффициенты извлечения нефти (КИН < 0,2), так и экономическую эффективность [5].

По характеру воздействия на оторочку выделяют следующие методы:

– отделение оторочки от газовой шапки;

– переформирование оторочки (смещение или испарение);

– удержание оторочки в динамическом равновесии.

Обращаясь к отечественному и зарубежному опыту разработки месторождений с нефтяными оторочками, обобщенному в работе [6], следует выделить несколько примеров. Начальный этап освоения запасов нефтегазоконденсатного месторождения Карадаг (Азербайджан) сопровождался высокими темпами отбора свободного газа, и к моменту начала разработки нефтяной оторочки пластовое давление в залежи оказалось снижено на 20% относительно первоначального. Соответственно, конечная величина КИН, по данным [7] обеспеченная на режиме истощения с проявлением режима растворенного газа, не превысила 10%. Также следует рассмотреть месторождение Алдье (Венгрия), на котором было принято решение об опережающей разработке нефтяной части залежи на естественном режиме вытеснения с последующим вводом барьерных скважин. В результате конечный КИН составил 16%.

Представление об эффективных технологиях разработки подгазовых зон формируется сообразно опыту Самотлорского, Лянторского, Федоровского месторождений Западной Сибири, новейшими достижениями техники и технологии добычи нефти, которые определяют современные тренды в практике нефтяных компаний. Какие существуют системы и способы освоения запасов, актуальные при рассмотрении перспективных вариантов извлечения углеводородов из недр? Очевидно, что в первую очередь это барьерное заводнение [8], практика которого, впрочем, не является безальтернативной. Однако в этом случае предоставляется наилучшая возможность ограничивать поступление нефти в га-

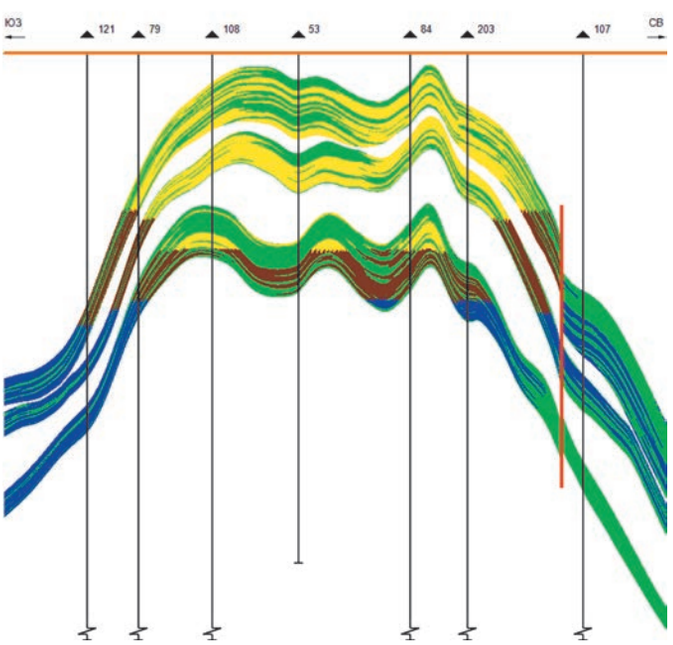


Рис. 2.
Разрез новопортовской толщи пластов НП

зовую часть залежи, регулировать объём газа прорыва, обеспечивать приемлемый баланс давлений, препятствующий выпадению конденсата в пласте при отборе газа. Также для улучшения технико-экономических показателей разработки можно рассмотреть разработку на предельных безгазовых депрессиях [9] и использование многозабойных «интеллектуальных» горизонтальных скважин [10, 11].

Основные закономерности разработки нефтяных оторочек:

– снижение давления в газовой шапке приводит к миграции нефти в «сухое» газовое пространство коллектора, где она становится неподвижной и извлечь ее традиционными методами не представляется возможным;

– существенные перемещения ГНК вниз по разрезу и защемление нефти (расширение газовой шапки при отборах нефти);

– конусообразование и прорывы газа к добывающим скважинам приводят к значительному снижению подвижности нефти.

Следствием этих закономерностей являются низкие значения нефтеотдачи (10–20%) и отрицательный экономический эффект. При этом целесообразность разработки в рассматриваемом случае неразрывно связана с мощностью нефтенасыщенной доли разреза и, следовательно, становится необходимым определение минимальной рентабельной толщины. С целью формализации этого процесса в работе [12] на основе аналитической технико-экономической модели представлена методика оценки порогового значения эффективной толщины нефтяной оторочки. При этом следует отметить, что даже в рентабельных толщинах крайне важен выбор депрессии на пласт.

Известен факт, что при интенсивной разработке нефтяной оторочки в короткие сроки происходит опережающий прорыв газа из газовой шапки – по этой причине важно ограничивать депрессию на пласт на определенном уровне. После прорыва газа получить высокий КИН будет уже невозможно.

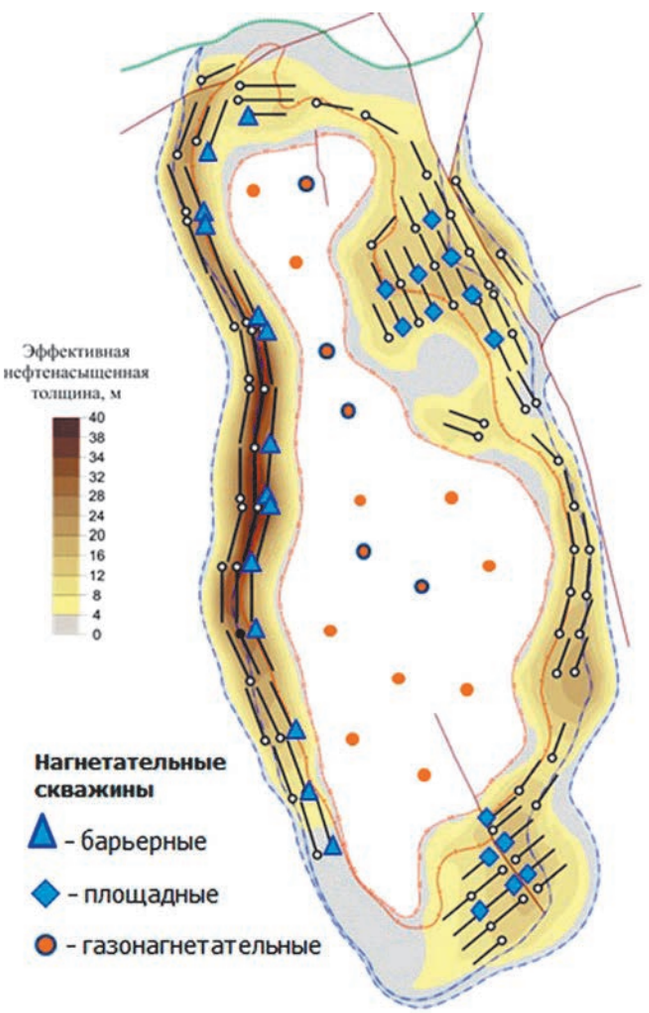
В качестве объекта исследования рассмотрена нефтяная оторочка новопортовской толщи одного из ключевых активов ПАО «Газпром нефть» – Новопортовского месторождения, открытого в 1964 г., а в 2014 г. веденного в промышленную разработку. По запасам УВ месторождение относится к разряду крупных. В разрезе пластов доля запасов нефтяных оторочек новопортовской толщи составляет 40%. Учитывая это, для дальнейших расчётов выбран объект $НП_4$, который содержит 36% НГЗ от новопортовской группы.

Залежь пласта $НП_4$ пластовая, по типу содержащихся флюидов – нефтегазоконденсатная с нефтяной оторочкой кольцевого типа. Размеры залежи 24×10 км, высота газовой части залежи порядка 70 м, нефтяной оторочки – 45 м. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются по скважинам от 2 до 30 м, нефтенасыщенные – от 4 до 21 м в восточной части и от 4,5 до 40 м – в западной.

Согласно утверждённым технологическим решениям, разработка нефтяной оторочки предполагается горизонтальными скважинами с применением барьерного заводнения и обратной закачки газа в газовую шапку (***рис. 3***).

Значительные различия в нефтенасыщенных толщинах диктуют необходимость поиска оптимальных режимов эксплуатации скважин в присутствии конусов и прорывов газа.

Рис. 3.
Объект исследования: пласт $НП_4$ Новопортовского месторождения в плане



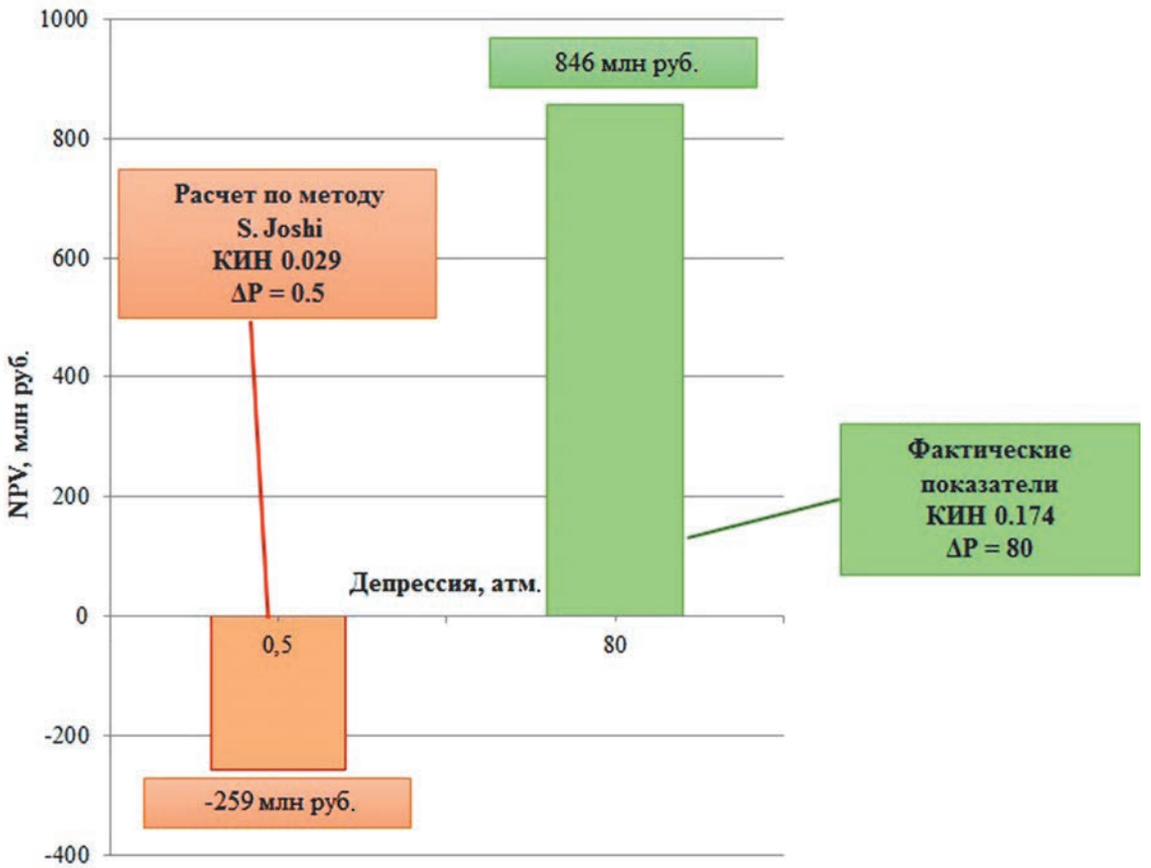


Рис. 4.
Сопоставление результатов расчетов технико-экономических показателей разработки на безгазовых режимах эксплуатации и с прорывами газа (ТСР-2015)

На первом этапе проведен расчет безгазового дебита по методу *S. Joshi*, т.к. он нашел широкое применение в современной практике и подтвердил эффективность [13]. Величина оптимального дебит нефти составила 67 м^3/сут при депрессии 0,5 атм. Следует отметить, что в текущих экономических параметрах эксплуатация скважин при подобных режимах экономически неэффективна (***рис. 4***). Закономерно, что фактическая эксплуатация скважин осуществляется при депрессии 80 атм, обеспечивая положительные денежные поступления.

Поскольку разработка нефтяных оторочек на безгазовых режимах экономически неэффективна, на втором этапе рассмотрен потенциал увеличения депрессий на пласт за счет возможности насосного оборудования работать с повышенным значением газового фактора, тем самым улучшая экономическую составляющую. Исходя из сложившейся практики разработки, ограничение значения газонефтяного фактора установлено на уровне 2000 м^3/м^3.

Гидродинамические расчеты для выбора оптимального режима разработки применительно к различным геолого-физическим условиям пласта (с дифференциацией режи-

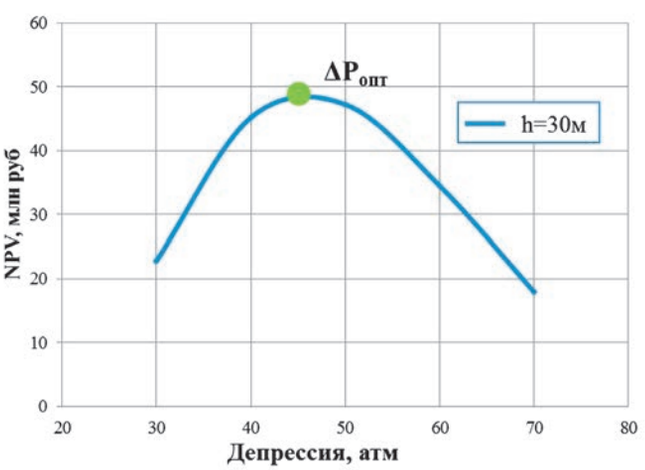
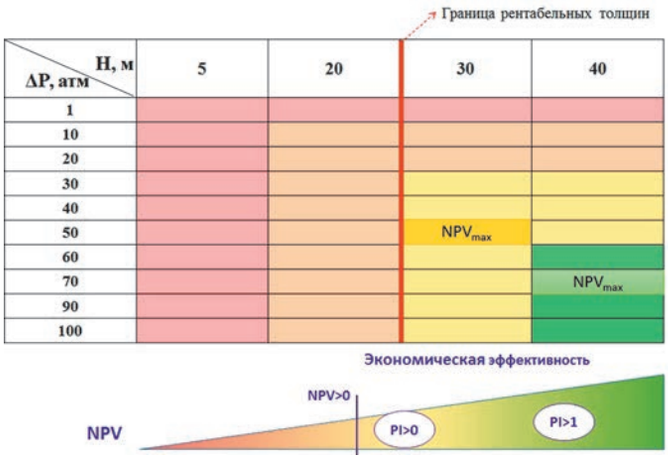


Рис. 5.
Зависимость NPV от депрессии для нефтенасыщенной толщины 30 м

Рис. 6.
Матрица рентабельности разработки нефтяных оторочек



мов работы скважин от нефтенасыщенной толщины пласта) проведены на секторной модели пласта $НП_4$.

Алгоритм решения следующий.

1. Проведены многовариантные расчеты при разных значениях эффективных толщин в диапазоне от 5 до 40 м и депрессии от 1 до 100 атм.

2. На основе анализа полученных технологических показателей производилась оценка экономической эффективности по величине чистого дисконтированного дохода (*NPV*) и индекса доходности (*PI*).

3. Для каждого значения толщины выполнен поиск оптимальной депрессии исходя из максимального *NPV* по полученной зависимости.

В качестве примера на ***рис. 5*** приведена зависимость *NPV* от депрессии для нефтенасыщенной толщины 30 м, на которой отчетливо определяется оптимальная депрессия 45 атм.

Результаты расчета сведены в матрицу, отражающую экономическую эффективность разработки нефтяных оторочек применительно к разным геолого-физическим условиям в зависимости от режима эксплуатации скважин (***рис. 6***).

Интерес представляют проекты, где рентабельность добычи из нефтяной части по показателю *PI* превышают 1 (зеленый цвет). Желтым цветом показаны области с положительным *NPV*, но $PI < 1$ – в этом случае для однозначного решения необходимы дополнительные веские основания; красным – области отрицательного *NPV*. Как видно из ***рис. 6***, оторочки с толщинами менее 20 м разрабатывать нерентабельно ни при каких депрессиях. Построенная зависимость депрессии от толщины оторочки может быть использована инженерами-геологами как экспресс-метод выбора депрессий на пласт (***рис. 7***).

Как уже отмечено, восточная часть исследуемого объекта – пласта $НП_4$ – характеризуется эффективными нефтенасыщенными толщинами менее 20 м, что соответствует зоне нерентабельной разработки при любых режимах эксплуатации скважин (***рис. 8***).

Затраты недропользователя для реализации принятых решений предполагают бурение более 50 скважин, что соответствует 6 млрд руб. капитальных вложений. С позиции дисконтированного дохода, Восточная часть залежи характеризуется убытками в 13,9 млрд руб.

Соответственно, для повышения экономической эффективности разработки «тонких» нефтяных оторочек, где существующие технологии и режимы эксплуатации скважин не дают положительного эффекта, необходимо сокращение издержек и применение инновационных технологий, способных обеспечить более высокие экономические показатели.

Вариантом такой технологии является методика, основанная на процессе испарения нефти [14].

Суть технологии: сухой газ, фильтруясь через нефтенасыщенный коллектор, насыщается легкими фракциями УВ, которые впоследствии стабилизируются на газосепараторной установке. На ***рис. 9*** схематично показан процесс изменения доли конденса-

Рис. 7.
Зависимость оптимальной депрессии от эффективной нефтенасыщенной толщины оторочки

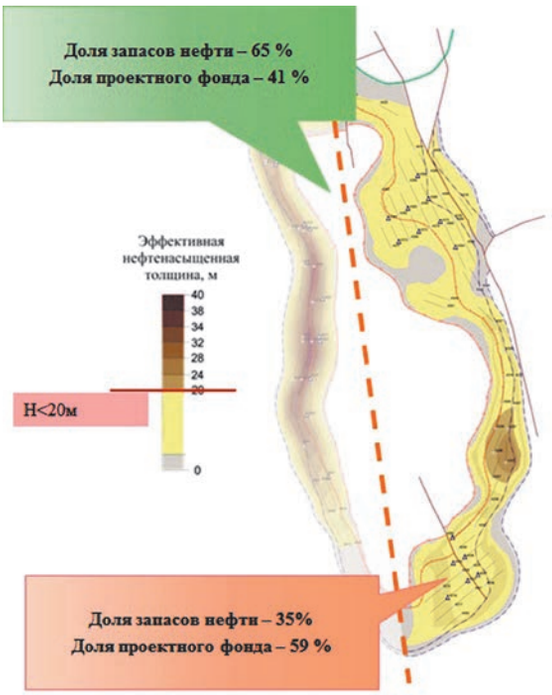


Рис. 8.
Объект НП$_4$ – карта эффективных нефтенасыщенных толщин

та в продукции добывающей скважины. Сухой газ под высоким давлением закачивается в нагнетательную скважину, расположенную в нефтяной оторочке и, помимо вытеснения подвижной нефти, обеспечивает испарение, в том числе защемленных УВ. Затем смесь добывается газовой скважиной, после чего нефть с конденсатом отделяются на сепараторе, а газ вновь закачивается в пласт, тем самым обеспечивая цикличность процесса.

Реализация сайклинг-процесса на новопортовской толще объекта исследования потенциально позволяет существенно улучшить экономическую эффективность разработки, обеспечивая дисконтированные экономические поступления в размере 3,7 млрд руб. (***рис. 10***).

Выводы

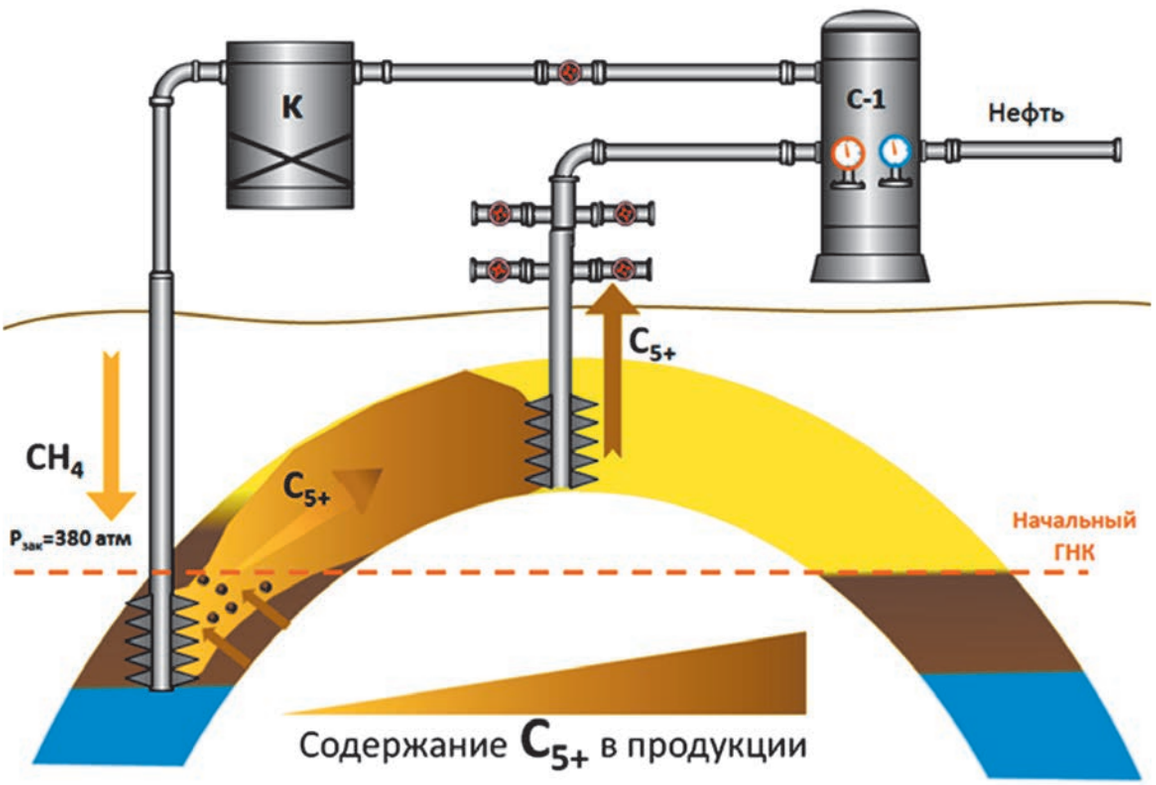
1. Эксплуатация скважин на безгазовых депрессиях экономически неэффективна.

2. Матрица «*NPV* – нефтенасыщенные толщины» позволяет определить границу рентабельности толщин нефтяных оторочек.

3. Исследование влияния мощности продуктивной части пласта на депрессию на первоначальном этапе позволит обоснованно выбрать режимы эксплуатации скважин.

4. Инновационная технология на основе испарения нефти в сухой газ позволяет обеспечить рентабельность разработки тонких нефтяных оторочек.

Рис. 9.
Концептуальная схема сайклинг-процесса для добычи нефти



Восточная часть пласта		ППД	Сайклинг
Добыча нефти	тыс. т	22 532	24 375
ЧДД	млн руб.	-13 926	3 673

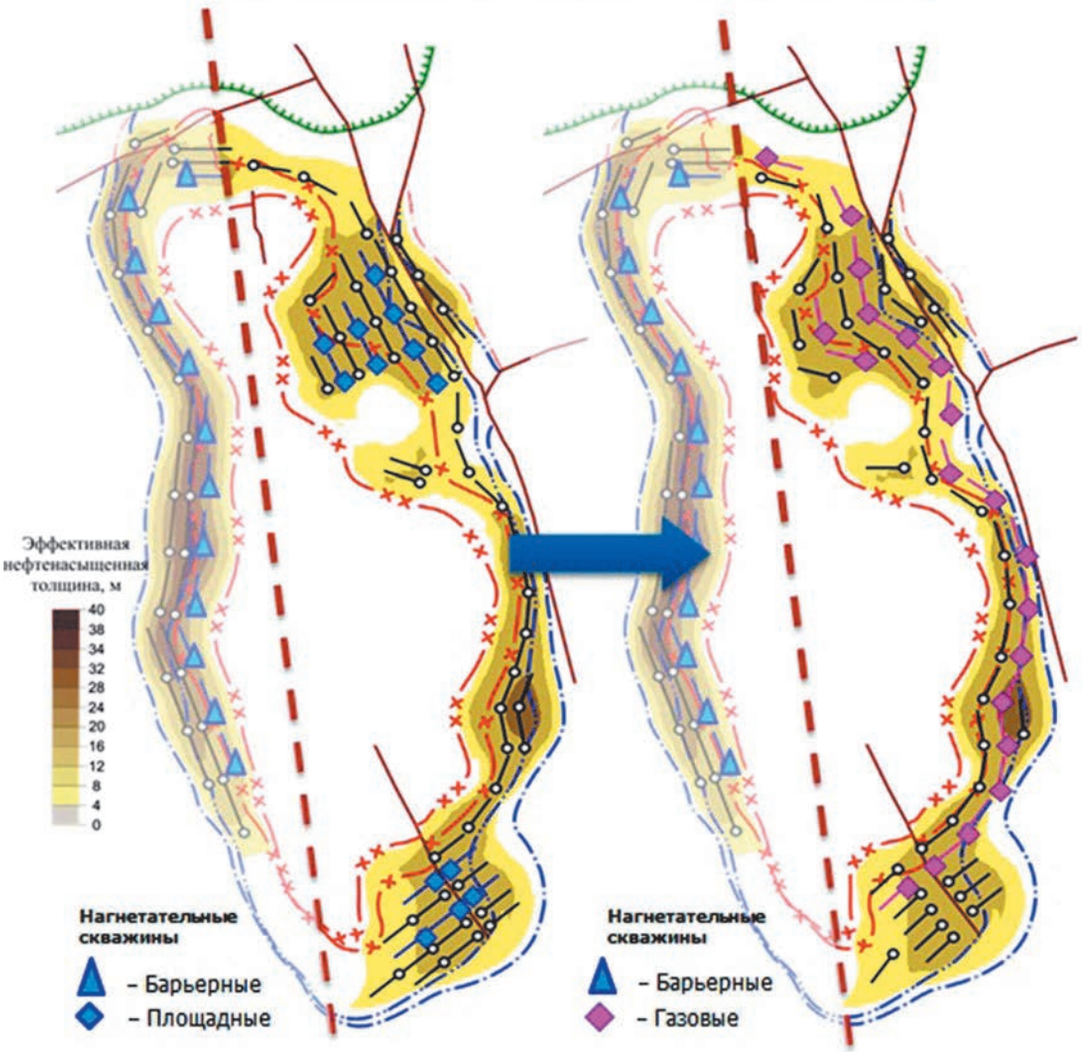


Рис. 10.
Сопоставление систем разработки объекта НП$_4$

Литература

1. Шпуров И.В. Современное состояние сырьевой базы. Тенденции добычи нефти и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов. М. 2015.
2. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М. 1987.
3. Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, 01.01.2009.
4. Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, 01.01.2016.
5. Косачук Г.П., Билалов Ф.Р. Оценка коэффициента извлечения нефти нефтегазовых месторождений с нефтяной оторочкой //Газовая промышленность. 2009. Специальный выпуск. С. 19–22.
6. Желтов Ю.В., Мартос В.Н., Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Недра. 1979. 254 с.
7. Косачук Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками //Газовая промышленность. 2005. № 3. С. 27–30.

8. Афанасьева А.В. Зиновьева Л.А. Опыт разработки нефтегазовых залежей. М.: Недра. 1980. 225 с.
9. Zakirov S. Coning effects examined for oil-rim horizontal wells //Oil and Gas Joumal, 1995, June 26.
10. Denney Dennis, JPT Senior Technology Editor 0513-0131-JPT SPE Journal Paper, 2013.
11. Optimal inflow control devices configuration for oil rim reservoirs OTC 22963.
12. Хасанов М.М., Ушмаев О.С., Самоловов Д.А., Овчаров В.В. Оценка рентабельных толщин при разработке нефтяных оторочек горизонтальными скважинами //Нефтяное хозяйство. 2013. № 12. С. 44–47.
13. Салаватов Т.Ш., Аль Саид Гариб. Изучение влияния различных параметров пласта и жидкости на процесс конусообразования в горизонтальных скважинах //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2010. № 2. С. 31–41.
14. Приоритетная справка на изобретение «Способ разработки нефтяной оторочки и подгазовой зоны сложно построенных залежей», № 2015155176.

UDC 622.276.344

L.Yu. Bazhenov, Chief Geologist of Gazpromneft–Yamal[1], gpn–yamal@tmn.gazprom–neft.ru
V.N. Arkhipov, Deputy Director of the Department of analysis and design of oil and gas development Closed Joint Stock Company "TOGI"[2], ting@togi.ru
F.I. Polkovnikov, Ecole polytechnique TSU[3]
L.S. Loginova, Ecole polytechnique TSU[3]

[1]8b 50 October street, Tyumen, 625000, Russia
[2]Closed Joint Stock Company "TOGI". 10–11 floor "City Center", Herzen street, 64, Tyumen, 625000, Russia
[3]25 Lenin street, Tyumen, Russia

Optimization of oil rims technology

Abstract. This paper is dedicated to the problem of oil rims development at the gas–condensate fields since bulk of such objects aren't recoupment. There are two goals to reach: first is to validate well operation conditions by pointing out the drawdown and the second is to represent a new technology that will allow to develop thin oil rims concurrently with gas–cap and simultaneously solving the problem of gas disposition.

Keywords: oil rims; hard–to–extract reserves; optimal well operation conditions; EOR

References

1. Shpurov I.V. *Sovremennoe sostoianie syr'evoi bazy. Tendentsii dobychi nefti i vovlecheniia v razrabotku trudnoizvlekaemykh zapasov* [The current state of the raw material base. Trends in oil and involvement in the development of HTR]. Moscow, 2015.
2. *Pravila razrabotki neftianykh i gazoneftianykh mestorozhdenii* [Rules for the development of oil and gas deposits]. Moscow, 1987.
3. *Klassifikatsiia zapasov i prognoznykh resursov nefti i goriuchikh gazov* [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases], 01.01.2009.
4. *Klassifikatsiia zapasov i prognoznykh resursov nefti i goriuchikh gazov* [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases], 01.01.2016.
5. Kosachuk G.P., Bilalov F.R. *Otsenka koeffitsienta izvlecheniia nefti neftegazovykh mestorozhdenii s neftianoi otorochkoi* [Evaluation of recovery rate of oil and gas fields with oil rim]. *Gazovaia promyshlennost'* [Gas industry], 2009, special issue, pp. 19–22.
6. Zheltov Iu.V., Martos V.N., Mirzadzhanzade A.Kh., Stepanova G.S. *Razrabotka i ekspluatatsiia neftegazokondensatnykh mestorozhdenii* [Development and exploitation of oil-gas condensate field]. Moscow, Nedra Publ., 1979, 254 p.
7. Kosachuk G.P., Sagitova D.Z., Titova T.N. *Opyt razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii s neftianymi zalezhami i otorochkami* [Experience in the development of gas and gas condensate fields with oil deposits and rims]. *Gazovaia promyshlennost'* [Gas industry], 2005, no. 3, pp. 27–30.
8. Afanas'eva A.V. Zinov'eva L.A. *Opyt razrabotki neftegazovykh zalezhei* [Experience in the development of oil and gas deposits], Moscow, Nedra Publ., 1980, 225 p.
9. Zakirov S. Coning effects examined for oil-rim horizontal wells //Oil and Gas Joumal, 1995, June 26.
10. Denney Dennis, JPT Senior Technology Editor 0513-0131-JPT SPE Journal Paper, 2013.
11. Optimal inflow control devices configuration for oil rim reservoirs OTC 22963.
12. Khasanov M.M., Ushmaev O.S., Samolovov D.A., Ovcharov V.V. *Otsenka rentabel'nykh tolshchin pri razrabotke neftianykh otorochek gorizontal'nymi skvazhinami* [Assessment of the development of cost-effective thickness of oil rims horizontal wells]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil Industry], 2013, no. 12, pp. 44–47.
13. Salavatov T.Sh., Al' Said Garib. *Izuchenie vliianiia razlichnykh parametrov plasta i zhidkosti na protsess konusoobrazovaniia v gorizontal'nykh skvazhinakh* [The study of the effect of various reservoir parameters and fluid in the process of coning in horizontal wells]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR* [Proceedings of SOCAR Oil and Gas Research and Design Institute], 2010, no. 2, pp. 31–41.
14. *Prioritetnaia spravka na izobretenie «Sposob razrabotki neftianoi otorochki i podgazovoi zony slozhno postroennykh zalezhei», № 2015155176* [Priority certificate for the invention "Method of developing the oil rim and podgazovoy zone complicated structure of deposits", no. *2015155176*].