
ГЕОЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И ПЕРЕРАБОТКА ПАЛЕОЗОЙСКИХ НЕФТЕЙ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Серебряков Алексей Олегович, доктор геолого-минералогических наук,
профессор

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

В палеозойских отложениях северо-восточного шельфа Каспия выявлено гигантское нефтяное месторождение Кашаган, а в его прибрежной зоне «море – суша» – его аналог Тенгиз-Королевский нефтяной гигант. Севернее в палеозойских отложениях выявлено гигантское Астраханское газоконденсатное месторождение, структурные аналоги которого развиваются в Северо-Каспийское поднятие и другие северной акватории.

Ключевые слова: переработка, палеозойские нефти, Тенгиз-Королевский гигант, Карачаганакское месторождение.

GEOLOGY, GEOCHEMISTRY, AND PROCESSING OF PALEOZOIC OILS OF THE CASPIAN SEA

Serebryakov Alexei O., D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Serebryakov Andrei O., Senior Lecturer

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

To predict the properties of hydrocarbons on new offshore exploration areas and optimize the direction of prospecting, exploration and development of new offshore fields, and new technologies for processing of oil necessary to generalize the knowledge of the geochemical characteristics and product properties of oil, gas and condensates in the fields explored and exploited.

Key words: Processing, Paleozoic oil, Tengiz-Royal giant, Karachaganak field.

Тенгизское месторождение расположено в приморской прибрежной части северо-восточного побережья современного Каспийского моря. Представ-

ляет собой несколько крупных карбонатных построек, расположенных на разной глубине по краю древнего бассейна. Другие аналогичные гигантские нефтегазовые месторождения в этом регионе – Карачаганакское и Оренбургское газовые месторождения, расположенные в северной части бассейна, и Астраханское месторождение в его юго-западной части. Площадь кровли Тенгизской карбонатной постройки составляет 110 км², а подошвы – 400 км². Тенгизское месторождение представляет собой огромный кольцеобразный комплекс карбонатных построек диаметром 50 км. Толщина карбонатной постройки превышает 3200 м (рис. 1, 2).

Литотехнические комплексы (от самого древнего до самого молодого – турнейский-нижневизейский, нижневизейский-верхневизейский, верхневизейский-серпуховский и башкирский) составляют основной нефтеносный этаж на Тенгизском месторождении, от границ фаменского комплекса до границы башкирского комплекса. В отложениях девона также отмечены углеводороды.

Турнейско-нижневизейский комплекс обрамлен границами разделов фаменских и нижневизейских горизонтов. Его образование длилось 13 млн лет. Граница раздела турнейского возраста отделяет трансгрессивные осадочные отложения периода повышения уровня моря от вышележающих регрессивных отложений, которые образовались в период падения уровня моря. Мощность этого суперцикла изменяется от 10 м на склоне до ≈ 400 м в платформенной части.

Нижневизейско-верхневизейский комплекс, мощность которого колеблется от 10 до 350 м, включает горизонты, расположенные между границами разделов нижневизейского и верхневизейского возраста. Литофации, состоящие из скелетных криноидных пакстоунов и грейнстоунов, характерны для мелководья, которое существовало в этих местах в период образования нижневизейско-верхневизейского комплексов.

Верхневизейско-серпуховской комплекс, мощностью от 50 до более чем 600 м, включает в себя Михайловскую, Веневскую, Тарусскую, Стешевскую, Протвинскую региональные биозоны. Башкирский ярус на большей внутренней части Тенгизской платформы имеет одинаковую мощность – от 80 до 150 м.

Поднятие Кашаган – высокоамплитудное, рифогенное поднятие в подсоловом палеозойском комплексе акватории Северного Каспия, выявлено на морском продолжении Королевско-Тенгизской зоны поднятий. Первоначально выделенные в его составе массивы Кашаган, Кероглы и Нубар в период 1995–1999 гг. получили названия Кашаган Восточный, Западный и Южный соответственно.

Размеры *Восточного Кашагана* по замкнутой изогипсе -5000 м составляют 40,0-(10,0*- 25,0) км, площадь – 930 км², амплитуда поднятия – 1300 м. Прогнозируемый ВНК проводится на абсолютной отметке 4800 м, высота массивного трещинного резервуара достигает 1100 м, площадь нефтеносности – 650 км², средняя нефтенасыщенная толщина – 550 м. Геологические ресурсы УВ, преимущественно нефти, оцениваются разными группами экспертов в широких пределах от 1,2 до 7,9 млрд т.

Кашаган Западный граничит с Восточным Кашаганом по субмеридиональному структурному уступу, который, возможно, связан с тектоническим нарушением. Размеры рифогенного поднятия по замкнутой стратоизогипсе -5000 м составляют 40,0–10,0 км, площадь – 490 км², амплитуда – 900 м. ВНК принимается общим для обоих поднятий и проведен на абсолютной отметке

4800 м, высота ловушки – 700 м, площадь нефтеносности – 340 км², средняя нефтенасыщенная толщина – 350 м. Геологические ресурсы УВ, согласно экспертным оценкам, могут достигать 2,7 млрд т УТ.

Южный Кашаган расположен южнее от основного массива. Поднятие по замкнутой стратоизогипсе -5400 м имеет размеры 9,0–7,0 км, площадь – до 47 км², амплитуду – до 500 м. ВНК прогнозируется на абсолютной отметке 5300 м, площадь нефтеносности – до 33 км², средняя нефтенасыщенная толщина – до 200 м. Его потенциал запасов оценивается величиной около 150 млн т УТ.

Тенгизско-Королевская карбонатная постройка, к которой приурочены залежи нефти, имеет трапецевидную форму: плоскую кровлю и крутые крылья. Ее размеры по изогипсе минус 5000 м приведены на рисунке 1, этаж нефтеносности превышает 1400 м. Карбонатный резервуар ограничивается глубоководными глинистыми (глинисто-карбонатными) отложениями бассейна, не являющимися коллекторами и играющими роль надежного латерального флюидоупора. Покрышкой для залежей нефти служит толща пород нижнепермского возраста, включающая глинисто-карбонатные отложения артинско-московского возраста и сульфатно-галогенные породы кунгурского яруса толщиной до 1655 м.

По последним данным сейсмических исследований и бурения скважин, в составе карбонатного массива выделены три основные части: платформенная, бортовая (рим, марджин) и крыльевая (склон). Коллектор разделяется на три стратиграфические единицы: объекты I, II, III по следующим факторам: наличию эффективной мощности; наличию туфов и карбонатно-глинистых вулканических отложений толщиной 40–50 м, изолирующих башкирско-серпуховско-окскую часть коллектора в пределах платформы от нижневизейско-турнейской; резко различным свойствам в различных интервалах коллектора; различиям в проницаемости и пористости коллекторов в разных объектах.

Объект I включает отложения башкирско-серпуховско-окского возраста и будто облегают на склонах карбонатного массива нижневизейско-турнейский комплекс пород, выделенных в объект II. Объект III составляют девонские отложения.

В целом все три объекта образуют единую гидродинамическую систему, чему способствует наличие обширных трещиноватых зон в рифовых и биогермных постройках. Об этом свидетельствует единый характер падения пластовых давлений в процессе разработки залежи в разных ее частях.

I объект является наиболее изученным как в плане литологофациального анализа пород, так и в отношении продуктивности и эксплуатационной характеристики скважин. Башкирская часть разреза вскрыта в разных зонах и в разном объеме во всех скважинах.

В платформенной части породы I объекта сложены водорослево-форамениферовыми известняками с прослоями ракушечняковых грейнстоунов и рудстоунов. Породы неравномерно перекристаллизованы и доломитизированы.

Породы башкирского яруса (по данным исследований скважины) обладают повышенной пористостью. Практически по всему разрезу отмечается наличие межзерновой и внутризерновой пористости, в верхней части разреза поровое пространство увеличено за счет влияния процессов выщелачивания. Каверны приурочены в основном к обломочным разностям.

Структура Тенгиз по поверхности башкирских отложений (по кровле I объекта) высокоамплитудной изометричной формы. По оконтуривающей

изогипсе минус 5000 м размеры поднятия составляют 22×23 км. Свод поднятия плоский, имеет отметки 4,1–4,2 км и под углом порядка одного градуса наклонен в юго-западном морском направлении. Крылья структуры достаточно крутые, углы наклона достигают $20\text{--}25^\circ$. Свод поднятия осложнен цепочкой локальных поднятий амплитудой 100–200 м. Цепочка локальных поднятий охватывает северо-западную, северную и северо-восточную части свода. Наименьшие отметки отмечены в северной части свода и составляют 3900–4000 м. Максимальная амплитуда поднятия по кровле башкира достигает 1100 м.

В результате сеймостратиграфической интерпретации установлены рамки площадного распространения карбонатного коллектора, т.е. установлена ограничивающая линия, где карбонаты полностью замещаются на карбонатно-глинистый разрез, не являющийся коллектором. Граница области распространения коллектора I объекта залегает на глубинах 5000–5300 м в восточной части структуры и 5200–5500 м в западной.

Достаточно сложным является распределение толщин карбонатного коллектора. В пределах плоского свода суммарная толщина окско-башкирских отложений составляет в среднем 400–500 м. В северной и восточной части толщина карбонатных образований I объекта резко возрастает до 650–800 м, главным образом за счет фаций серпуховского возраста. Увеличение толщины карбонатных отложений отмечается и по западной периферии поднятия за крутым склоном. Здесь откартирована целая серия вздутий, расположенных параллельно линии распространения карбонатного коллектора и связанных, возможно, не только с баундстоунами серпуховского возраста, но и с некоторым увеличением толщин башкирских отложений в обломочных фациях подножия.

Неполным стратиграфическим разделом I и II объекта является пачка переслаивающихся туфоаргиллитов и карбонатно-глинистых отложений, называемая «вулканик», залегающая в кровле тульского горизонта. Эта пачка четко прослеживается в центральной части структуры и имеет толщину 40–50 м. В краевых частях Тенгизского массива толщина этой пачки уменьшается, а в нижней части склона увеличивается до 150–200 м. Рассматриваемые отложения повсеместно представлены вулканомиктовыми алевроаргиллитами и алевролитами с прослоями вулканомиктовых алевропесчаников, которые формировались за счет интенсивного размыва слаболитифицированных толщ вулканитов андезитового и андезито-дацитового состава.

Ниже залегают отложения нижнекаменноугольного (турнейско-ранневизийского) возраста, объединенные во II объект разработки.

Отложения **II объекта** турнейского яруса, толщиной 200–250 м, характеризуются относительно однообразным составом. В целом отложения нижнего визея изучены только в платформенной части. Коллектор II объекта представлен био-литокластовыми пакстоунами с прослоями микросгустковых и водорослевых известняков, литокластовыми грейнстоунами, литобиокластовыми и пеллоидными пакстоунами, реже вакстоунами с прослоями комковато-сгустковых известняков. В верхах разреза породы часто перекристаллизованы и доломитизированы, участками сильно окремнены. Породы слабопроницаемы.

Структурная карта по поверхности II нефтегеологического объекта имеет структуру, подобную первому объекту.

По оконтуривающей изогипсе минус 5300 м размеры составляют 24×21 км. Однако в ней нет четко выраженной полукольцевой цепочки поднятий в своде, т.е. рима. Плоский свод имеет отметку минус 4600 м, а в северной и западной части отмечены отдельные поднятия с глубинами залегания нижневизейских отложений 4500–4400 м. Максимальная амплитуда составляет 900 м. На отметках 5200–5300 м залегают преимущественно глинистые сейсмофаци подножия, которые являются разделом между II и III объектами.

Распределение толщин во II объекте намного проще, чем для окско-башкирского комплекса. Наибольшая толщина отмечается в области плоского свода – 650–700 м, а к периферии толщина резервуара уменьшается до 300–200 и даже 100 м.

Наименее изученным является III объект разработки, в стратиграфическом плане приуроченный к позднефранско-фаменским отложениям верхнего девона, вскрытым в разном объеме всего 25 скважинами. Девонский разрез вскрыт на разных участках месторождения. Породы представлены мелкозернистыми доломитизированными известняками, пелоидными и биокластовыми вакстоунами и пакстоунами с рассеянными брекчированными водорослевыми известняками. Пористость в целом низкая. Морфологические характеристики поверхности девонских отложений отличаются от верхних существенным расширением плоского свода (платформы) и уменьшением углов падения карбонатных отложений на флангах до $10\text{--}14^\circ$. Поднятие по III объекту оконтуривается изогипсой минус 5450 м и имеет форму почти правильной окружности с вырезанным северо-западным сектором и максимальную амплитуду 400–450 м. Размеры по взаимно-перпендикулярным северо-западной и юго-восточной осям составляют 20×13 км. Толщины III объекта рассматриваются при нижней границе, соответствующей оконтуривающей изогипсе и максимально возможному положению ВНК на отметке минус 5450 м. Максимальная толщина III объекта до 450–500 м отмечается в северной части платформы. Области повышенных значений толщин расположены полукольцом и соответствуют риму, четко выраженному по окско-башкирскому комплексу. К югу толщины плавно уменьшаются до 100 и менее метров.

Самой нижней, достоверно установленной отметкой получения нефти является отметка минус 5428,9 м. Данные длительной эксплуатации с высокими суточными дебитами свидетельствуют о том, что нефть на данном участке может залегать намного ниже этой отметки. При испытании скважины открытым стволом нижней отметкой получения нефти является минус 5461,8 м (по данным PLT).

По результатам исследований, средняя плотность пластовой нефти – $620,6 \text{ кг/м}^3$, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре равно 25,26 МПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти $585,9 \text{ м}^3/\text{т}$, динамическая вязкость пластовой нефти – $0,232 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. После дифференциального разгазирования плотность нефти – $785,0 \text{ кг/м}^3$, газосодержание – $514,5 \text{ м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент – 1,936, динамическая вязкость разгазированной нефти – $2,10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. (табл. 1). По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 0,95 %), молосмолистая (1,02 %), парафиновая (3,92 %). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300°C – 70 %.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях: сероводорода

16,12 %, азота 1,34 %, метана 57,66 %, этана 11,49 %, пропана 5,99 %, высших углеводородов (пропан + высшие) 9,46 %, гелия 0,02 %. Относительная плотность газа по воздуху – 0,869.

Тенгизское месторождение содержит легкие нефти, которые имеют практически однородный состав по всей залежи. Давление насыщения пластовой нефти составляет 254 бар при 109 °С. Начальное пластовое давление было 808 бар на отметке 4250 м, следовательно, Тенгизский коллектор сильно перенасыщен.

Газовый фактор пластовой нефти Тенгизского месторождения составляет примерно 2510 куб. футов на баррель нефти. Эффективный газовый фактор составляет 2240 куб. футов на баррель нефти. Объемный коэффициент пластовой нефти составляет 1,93 пластовых баррелей / баррелей на поверхности при газовом факторе, равном 2240 куб. футов на баррель нефти, вязкость нефти составляет 0,22 сантипуаза в начальных пластовых условиях. В таблице 1 представлены товарные свойства нефти Тенгизского месторождения.

Таблица 1

Товарные свойства нефти и газа Тенгизского месторождения

Давление	Свойства нефти			Свойства газа	
	Объемный коэфф.	Вязкость	Газовый фактор	Объемный коэфф.	Вязкость
psia	пласт. бар/ ст. бар	санти-пуазы	куб. фут/бар	пласт. бар/ ст. бар	сантипуазы
500	1,195	0,339	207	6,594	0,0182
706	1,240	0,311	288	4,509	0,0192
912	1,283	0,287	368	3,399	0,0203
1118	1,327	0,266	450	2,713	0,0213
1324	1,373	0,248	535	2,249	0,0224
1529	1,421	0,232	625	1,917	0,0234
1735	1,472	0,218	721	1,669	0,0245
1941	1,527	0,206	823	1,478	0,0255
2147	1,586	0,195	933	1,328	0,0266
2353	1,650	0,185	1053	1,209	0,0276
2559	1,720	0,176	1184	1,112	0,0287
2971	1,887	0,157	1491	1,033	0,0297
3177	1,989	0,147	1675	0,969	0,0308
3382	2,107	0,136	1887	0,916	0,0318
3588	2,247	0,124	2138	0,871	0,0329
3664 ¹	2,306	0,120	2240	0,831	0,0339
3794	2,295	0,121	2240	0,800	0,0343
4000	2,277	0,123	2240	0,768	0,0350
4115	2,268	0,124	2240	0,727	0,0360
4515	2,237	0,128	2240	0,711	0,0366
5015	2,203	0,132	2240	0,665	0,0386
6015	2,145	0,142	2240	0,622	0,0412
7015	2,098	0,153	2240	0,566	0,0463
8015	2,057	0,165	2240	0,529	0,0514
8515	2,039	0,171	2240	0,499	0,0566
9015	2,022	0,177	2240	0,486	0,0591
9515	2,006	0,184	2240	0,475	0,0617
10015	1,991	0,191	2240	0,465	0,0643
10515	1,977	0,198	2240	0,457	0,0668
11015	1,964	0,205	2240	0,451	0,0694
11720 ²	1,946	0,216	2240	0,445	0,0720
11753	1,945	0,217	2240	0,434	0,0756
11945 ³	1,941	0,220	2240	0,436	0,0758

На рисунках 1 и 2 приведены геотехнологические модели залежи. В модели используется уровень водонефтяного контакта (ВНК) на глубине 5450 м ниже уровня моря. Такая отметка основана на максимальной глубине, где ведется добыча нефти (рис. 2).

Начальное пластовое давление на отметке 4500 м – 824 бар. Градиент давления пластового флюида составляет 0,062 бар/м. Пластовая температура на отметке 4250 м составляет 109 °С. Градиент температуры по коллектору составляет 1,5 °С/100 м.

Возможны три варианта разработки месторождения Тенгиз: естественный режим, закачка воды и закачка газа. На начальном этапе работ вариант разработки месторождения посредством закачки воды является одним из возможных способов ППД для повышения нефтеизвлечения свыше уровня базовой добычи. Однако в результате сравнительного анализа методов повышенной нефтеотдачи было выявлено, что этот вариант менее привлекательный, чем закачка газа. Исходя из имеющихся данных, самым привлекательным вариантом является комплексная разработка месторождения на естественном режиме или посредством закачки сырого газа производительностью 3 млн т/год.

Технология закачки газа включает два этапа:

- 1) этап 1 – закачка обессеренного газа;
- 2) этап 2 – закачка сырого газа.

Для каждой скважины могут быть определены следующие ограничения по добыче:

- 1) максимальный дебит нефти – 3000 т/сут.;
- 2) максимальное содержание воды – 3 %;
- 3) максимальный газовый фактор – 1336 м³/м³;
- 4) минимальное динамическое устьевое давление – первоначально 100 бар;
- 5) предельная мощность завода составляет 32 млн т/год для всех вариантов;
- 6) производительность промысла предопределяется предельной мощностью завода +15 % для учета времени простоя.

Таблица 2

Технологическая модель запасов нефти

Название зоны	ВНК 5450 м
	Геологические запасы нефти, млн т
Башкирский ярус платформы	153,9
Серпуховской ярус платформы	108,5
Платформа 1	377,7
Платформа 2	163,1
1. Объект 1 – платформа	803
2. Край (борт)	316,6
3. Борт и крылья	942,2
4. Склон	121,3
5. Объект, 1 борт и крылья	1380
6. Платформа вулканическая 1	32,3
7. Платформа, верхняя часть объекта 2	96,0
8. Верхняя часть объекта 2 – платформа	128
9. Платформа 1	26,2
10. Платформа 2	73,0
11. Платформа 3	195,8
12. Нижняя часть объекта 2, крылья	397,0
13. Нижняя часть и крылья объекта 2	692
14. Платформа девона	147,6
15. Крылья девона	121,9
16. Нижняя часть девона	1,8
17. Объект 3	271
18. Объекты 1 и 2	3004
19. Всего: объекты 1, 2 и 3	3275

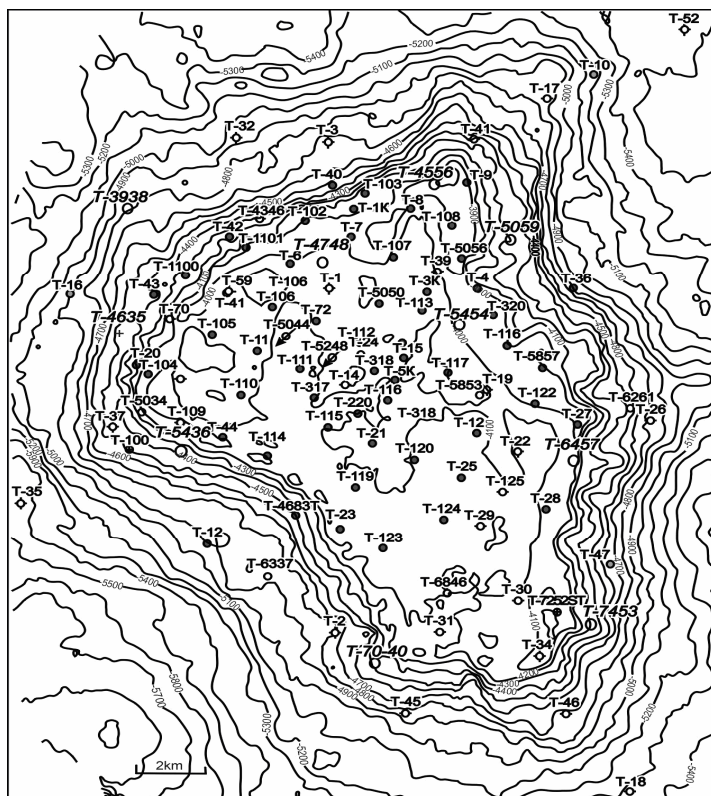


Рис. 1. Структурная карта кровли продуктивного горизонта Тенгизского месторождения (по материалам «ТенгизШеврОйл»)

Промысловая характеристика используется для определения местоположения скважин. Технология бурения скважин представлена в таблице 3.

Таблица 3

Технология вскрытия продуктивной залежи

Зона	Задачи	Тип скважин
Объект 1, платформа	1. ЗСГ. 2. Изучение неоднородностей. 3. Прогноз истощения	1. Нагнетательные скважины. 2. Углубление скважин
Серпуховская, борт / склон	3. Стратегии заканчивания. 4. Изучение плотности / ориентации трещин. 5. Связь объектов 1, 2, 3. 6. Продуктивность скважин. 7. Интерференция между скважинами для оптимизации расстояния между ними	8. Добывающие скважины для загрузки мощностей завода
Склоны	9. Продуктивность скважин. 10. Оптимизация заканчивания. 11. Границы коллектора. 12. Плотность / ориентация трещин. 13. Характеристика коллектора	14. Добывающие скважины для загрузки мощностей завода
Объект 2, платформа / край	15. Изучить степень истощения объектов в платформенной части месторождения по отношению к расстоянию от бортовой и склоновых частей. 16. Определить участки повышенной пористости и их протяженность	17. Добывающие скважины с первоначальным заканчиванием в объекте 2. 18. Углубление скважин

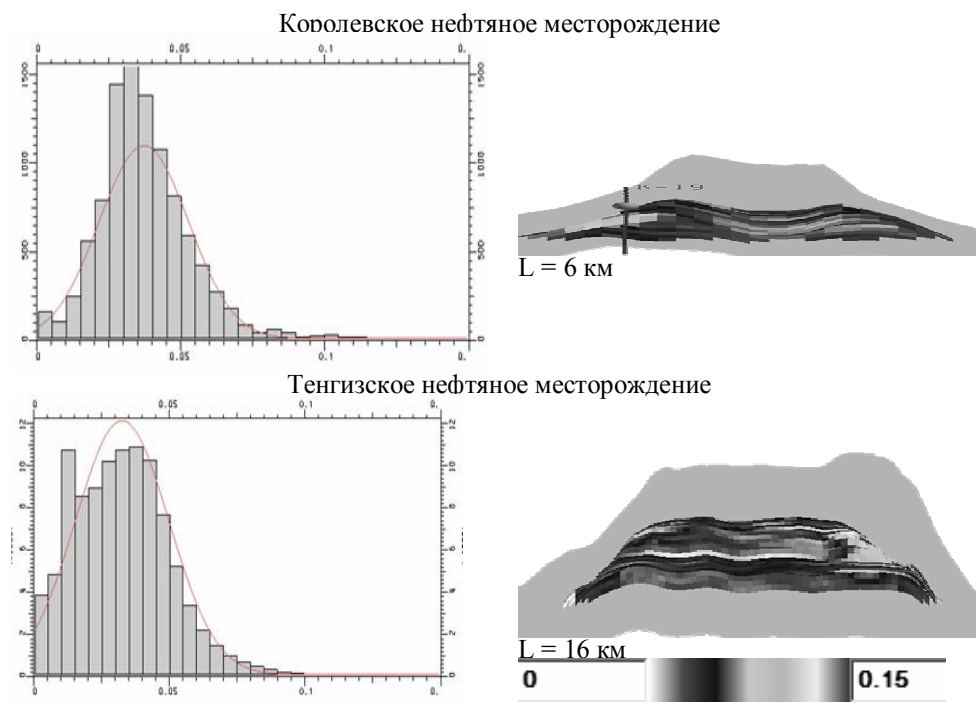


Рис. 2. Геологическая модель объемов Тенгиз-Королёвского гиганта (по материалам ChevronTexaco)

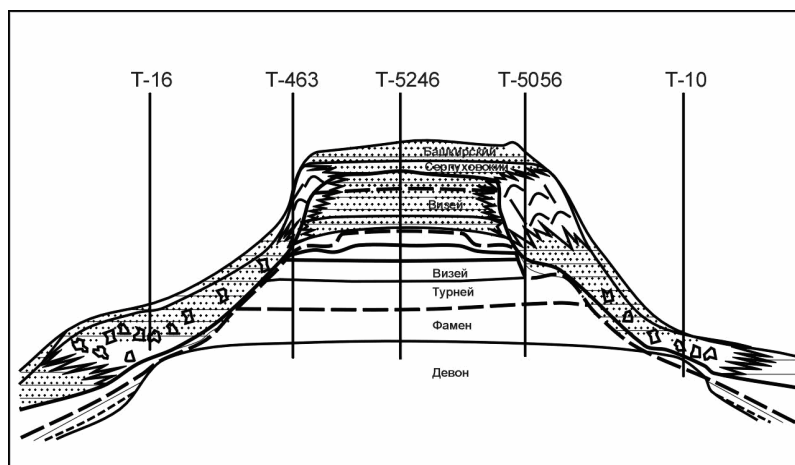


Рис. 3. Геотехнологический разрез Тенгизского месторождения

Анализ нефти, хроматография газа, спектрометрия и изотопный анализ также подтверждают однородность свойств нефти по всему месторождению Тенгиз, поэтому будет наблюдаться значительное истощение по мере падения давления. Техногенное заводнение месторождений осуществляется с целью получения потенциального прироста добычи после первичной разработки, обеспечивая подачу в нагнетательные скважины совместимой с коллектором воды под высоким давлением. Требуемые объемы закачки воды колеблются от 44000 или 76000 м³/сут. Капитальные затраты, исключая затраты на бурение,

ние, составляют от 800 до 11100 млн долларов. Стоимость бурения добывающих и нагнетательных скважин без учета воздействия на нагнетательные скважины составит 660 и 1630 млн долларов соответственно. Мероприятия по воздействию на нагнетательные скважины могут обойтись в дополнительную сумму от 80 и 140 млн долларов, а повторное заканчивание добывающих скважин, обусловленное водопритокком, может добавить к соответствующим вариантам еще 250–375 млн долларов. Внедрение системы механизированной добычи может повысить нефтеотдачу до 30 % по всему месторождению.

Результаты геолого-технических и геоэкологических исследований (рис. 4, 5) подтверждают, что заводнение не является наиболее выгодным вариантом освоения месторождения. Закачка сырого газа дает возможность увеличить объемы добычи нефти и расширения нефтеперерабатывающих мощностей НПЗ с 7 до номинальных 10 млн т нефти в год быстрее и эффективнее, чем любая другая альтернатива. Кроме того, закачка газа означает снижение рисков, связанных с закачкой воды.

Технологические свойства Тенгизской нефти приведены на рисунках 4–10 и в таблице 4.

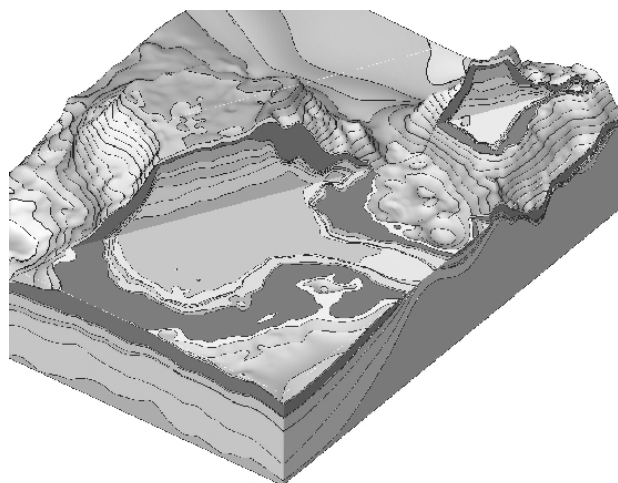


Рис. 4. Геологическая модель Тенгиз-Королевского гиганта
(по материалам ChevronTexaco)

Технология закачки газа для поддержания или увеличения добычи нефти приносит следующие выгоды:

- 1) решает проблему зоны низкого давления;
- 2) повышает нефтеотдачу в период первичной добычи, тем самым продлевая срок эксплуатации месторождения;
- 3) благоприятное воздействие на окружающую среду, так как уменьшаются объемы производства серы, а также является собой альтернативу переработки газа, технологически более простую, экономически более эффективную, чем традиционные газоочистные сооружения.

Расчетные сравнения дополнительных коэффициентов извлечения нефти (КИН) на месторождении при разработке на естественном режиме с вариантами закачки воды и газа свидетельствуют о коэффициентах дополнительной нефтеотдачи от 0,9 до 2 % при закачке воды и от 1,9 до 7 % пластовой нефти при закачке газа соответственно. Такие низкие значения дополнительного

КИН являются в основном результатом ограниченной площади нагнетания и объема (3,8 % порового объема, заполненного УВ для закачки воды, и 17,8 % порового объема, заполненного УВ для закачки газа). На графиках и рисунках изложены геоэкологические особенности разработки Тенгизского месторождения и переработки его нефтей по материалам «ТенгизШеврОйл», с добавлениями автора.

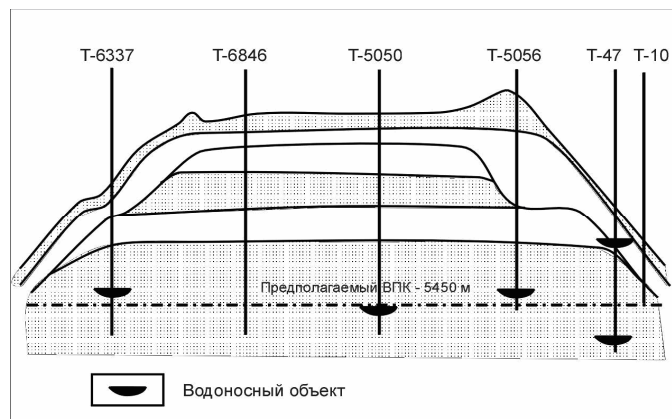


Рис. 5. Геоэкологическая система испытания скважин

Месторождение Королевское расположено на расстоянии 10 км от Тенгизского месторождения. Толща осадочных пород на Королевском месторождении представлена отложениями от четвертичных до верхнедевонских. В разрезе выделяются три крупных литолого-стратиграфических комплекса: надсолевой, солевой и подсолевой.

В подсолевом комплексе наиболее древними являются отложения фаменского яруса верхнего девона, представленные известняками серовато-коричневыми, шламово-детритовыми, комковатыми, микрозернистыми с биогермной структурой, сильно выщелоченными. Максимальная вскрытая толщина – 213 м.

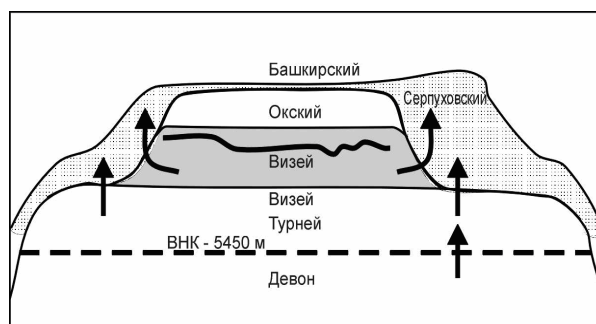


Рис. 6. Геоэкологическая модель обводнения месторождения

Каменноугольные отложения представлены нижним и средним отделами. Нижнекаменноугольные отложения в объеме турнейского, визейского и серпуховского ярусов, среднекаменноугольные – башкирского яруса слагают продуктивную часть этого месторождения. В литологическом плане породы представлены известняками органогенными, органогенно-обломочными, органогенно-детритовыми, комковатыми и оолитовыми, местами крепкими, массивными, трещиноватыми, иногда выщелоченными. В разрезе отложений

визейского яруса выделены окский, малиновский надгоризонты и бобриковский горизонт, входящий в состав яснополянского надгоризонта. Максимальная толщина вскрытой части нижнекаменноугольных отложений – 900 м, среднекаменноугольных – 201 м.

Нижнепермские отложения в объеме артинского и кунгурского ярусов пройдены всеми пробуренными скважинами.

Надсолевой комплекс представлен терригенными отложениями верхней перми, триаса, юры, мела, палеогена и неогенчетвертичными породами.

Подсолевое месторождение нефти Королевское связано с залежью массивного типа, приуроченной к карбонатным отложениям среднего и нижнего карбона. В скв. 10 при опробовании в интервале 4766–4795 м был получен приток безводной нефти дебитом 430 м³/сут. на 8-миллиметровом штуцере. Промышленная продуктивность доказана опробованием 5 скважин. Верхний интервал получения нефти отмечается в скв. 16 (4108–4128 м), нижний – в скв. 11 (4822–4845,8 м). Дебиты нефти колеблются от 140 (скв. 9) до 441 м³/сут. (скв. 16). Скважина работала с дебитом 1329 м³/сут. нефти при штуцере 20 мм.

За линию водонефтяного контакта принята абсолютная отметка -4863 м, соответствующая подошве высокопористого по ГИС пласта-коллектора в скв. 11, который находится в пределах интервала, давшего приток нефти.

Таблица 4

Геоэкологические положительные и отрицательные стороны закачки воды и газа

<i>Закачка воды</i>	
Плюсы	Минусы
• Поддерживает энергию пласта; • потенциальный прирост нефтеотдачи; • вследствие гидростатического давления давление на входе ниже, чем при закачке газа; • добытые флюиды можно продавать; • малый технологический риск	• Потенциальные негативные влияния на относительную проницаемость; • вероятность продвижения воды через зоны высокой проницаемости, что приводит к низкой эффективности вытеснения; • вероятность гидроразрыва и образования червеобразных пор, отрицательно влияющих на охват площади и вытеснение; • трудности с обеспечением воды для закачки; • требует дорогостоящих объектов обустройства для технологической промысловой воды; • потенциальные серьезные проблемы коррозии; • серу, сжиженный углеводородный газ и газ по-прежнему необходимо реализовывать
<i>Закачка сырого газа</i>	
Плюсы	Минусы
• Поддерживает энергию пласта; • прирост КИН; • максимально использует газы для закачки для целей поддержания давления; • не требует дополнительных капиталовложений на регенерацию серы, обработку кислого газа, фракционирование и транспортировку газа; • закачиваемый агент и пластовая нефть смешиваются при первом контакте; • затраты на объект закачки компенсируются экономией за счет оборудования; • позволяет осуществлять расширение производства ускоренными темпами по сравнению с первичной добычей	• Потенциальная возможность продвижения газа по трещинам и зонам высокой проницаемости, что ведет к низкой эффективности вытеснения; • системы компримирования и закачки для этой службы требуют внедрения нового оборудования и новой технологии

Диагенез

Объект СБВ биолит К-3483, 4358, 52-42, 5М

Ранняя портовая полость? - заполнена включением биолита и окислением из морской скелетной структуры

Осадочные зерна и полости в скелетной структуре

Поздний диагенез - выщелачивание в скелетной структуре

Процессы диагенеза, начиная с вымывания при первичном погребении, в результате которого происходили процессы доломитизации и кварцевания, затронули большую часть Королевского месторождения. По мере опускания платформы, в результате действия флюидов ангидриты, барит, флюорит, соль и другие редкие минералы выпадали в осадок. В то же время в результате действия других флюидов, образовывались отложения пиробитума, а третьих, которые содержали агрессивные кислоты - крупные полости в матричных породах. Кроме того, эти кислотоносные флюиды стали причиной растворения вдоль трещин и элементов с повышенной проницаемостью, какой, например, была поверхность Плана СБВ, которая поднималась выше уровня моря.

В результате всего этого, последствия диагенеза на Королевском месторождении отличаются от того, что мы имеем на Тенгизе в плане основных типов пор и их заполнения. Для Королевского месторождения характерны полости в матричной породе, трещины, которые увеличились в результате выщелачивания, и заполнение битумом микропоры; однако, распределение таких характерных особенностей в биолите и брекчии бортовой и крыльевых участков месторождения и фаций юбки платформы в Объекте 1 неравномерно.

К-3185 ST К-18 К-3483 К-3682 ST К-3880

Зоны поглощения

Плотность: 1.20 1.18 1.16 1.14 1.12 1.10 1.08 1.06 1.04 1.02 1.00

Флюиды находят пути проникновения, такие как поверхность Плана СБВ, которая поднималась выше уровня моря.

Флюиды, которые скапливаются вдоль контактов платформ Объектов 1 и 2 и создают зоны поглощений.

К-19

К-3880

Керн биолита со следами выщелачивания

Зоны поглощения сконцентрированы в верхнем интервале? (базальтовые флюиды?)

Зоны круговорота в бортовой части (активные?)

Базальтовые флюиды активно действуют в зонах круговорота в бортовой части?

Базальтовые флюиды и углеводороды в Тенгизе

Выводы:

Предполагается, что погребенный диагенез привел к повышению проницаемости по всему месторождению, но при этом стал причиной уменьшения пористости, которая была заполнена пиробитумом.

156

Таблица 5

**Экспериментальные исследования дифференциального разгазирования
нефти. Пластовая температура 109,4 °С**

Давле- ние, МПа	Газосодержание м ³ /м ³		Объемный коэффициент нефти	Вязкость нефти, мПа·с	Объемный коэффициент газа × 10 ²	Вязкость газа, мПа·с
	Газ выделившийся	Газ в растворе				
82,35	0.	403,6	1,932	0,2200	—	—
81,03	0.	403,6	1,937	0,2166	—	—
75,94	0.	403,6	1,955	0,2052	—	—
72,50	0.	403,6	1,968	0,1979	—	—
69,05	0.	403,6	1,982	0,1908	—	—
65,60	0.	403,6	1,997	0,1839	—	—
62,15	0.	403,6	2,013	0,1773	—	—
58,71	0.	403,6	2,030	0,1710	—	—
55,26	0.	403,6	2,048	0,1649	—	—
48,36	0.	403,6	2,088	0,1533	—	—
41,47	0.	403,6	2,136	0,1425	—	—
34,58	0.	403,6	2,193	0,1324	—	—
31,13	0.	403,6	2,227	0,1277	—	—
28,37	0.	403,6	2,257	0,1240	—	—
27,58	0.	403,6	2,267	0,1230	—	—
26,16	0.	403,6	2,284	0,1211	—	—
25,26	0.	403,6	2,296	0,1200	—	—
24,74	18,8	384,8	2,237	0,1237	0,459	0,034
23,32	63,9	339,7	2,097	0,1361	0,482	0,033
21,90	102,2	301,4	1,980	0,1472	0,506	0,032
20,48	135,3	268,3	1,879	0,1573	0,536	0,031
17,64	190,6	213,0	1,713	0,1761	0,615	0,029
16,22	214,1	189,5	1,642	0,1854	0,668	0,028
14,80	235,6	168,0	1,578	0,1953	0,734	0,027
13,38	255,4	148,2	1,520	0,2061	0,817	0,026
11,96	273,8	129,8	1,465	0,2182	0,923	0,024
10,54	291,0	112,6	1,415	0,2320	1,060	0,023
9,13	307,2	96,4	1,367	0,2478	1,243	0,022
7,71	322,6	81,0	1,321	0,2660	1,500	0,021
6,29	337,4	66,2	1,277	0,2870	1,879	0,020
4,87	351,8	51,8	1,234	0,3112	2,493	0,019
3,45	366,4	37,2	1,190	0,3390	3,646	0,018

Примечание: объем газа при 20 °С и 0,1013 МПа по ГОСТ 2939-63 за единицу принят 1 м³ товарной нефти при 20 °С и 0,1013 Мпа.

Переработка нефти и растворенного газа характеризуется следующими показателями: плотность нефти после дифференциального разгазирования составляет 0,7978 г/см³, молекулярная масса равна 162, молекулярная масса остатка – 193.

Фракционный состав нефти характеризуется общим выходом светлых фракций (до 300 °С) от 70 до 66 %. Температура начала кипения +44...+39 °С.

Компонентный состав газа, выделившегося при однократном разгазировании пластовой нефти до атмосферного давления, характеризуется содержанием сероводорода до 22,24–29,34 %, углекислого газа до 4,43–4,8 %, азота с редкими до 0,87–1 %, метана до 40,67–46,05 %, этана до 12,02–11,58 % и дру-

гих. Относительная плотность газа по воздуху – 1,029–1,015. Содержание меркаптановой серы составляет 0,2157–0,3907 г/м³. Молекулярная масса нефти – до 163–177.

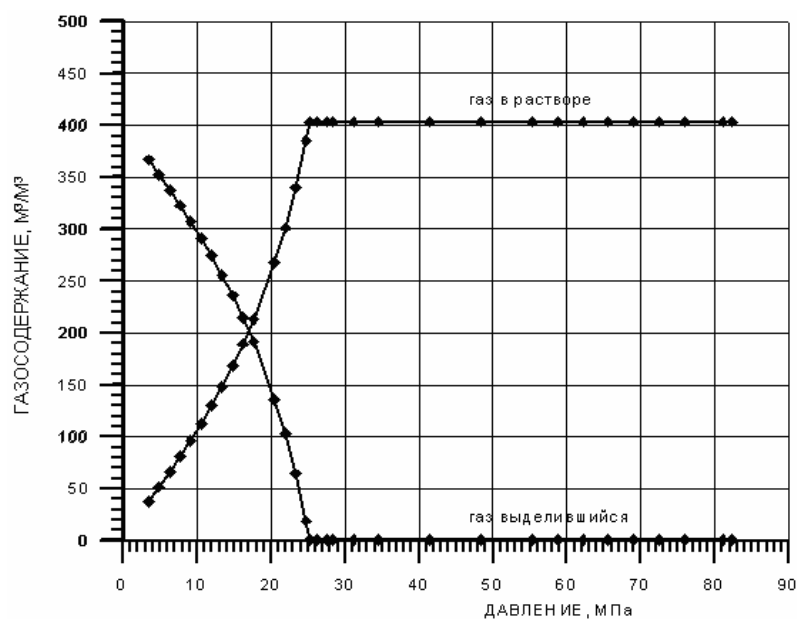


Рис. 8. Зависимость газосодержания от пластового давления.
Месторождение Тенгиз

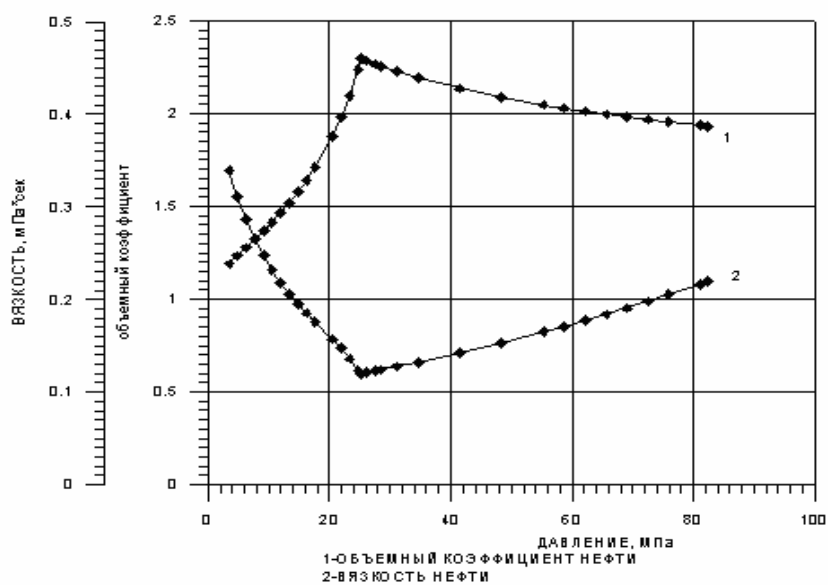


Рис. 9. Зависимость объемного коэффициента вязкости нефти
от пластового давления. Месторождение Тенгиз

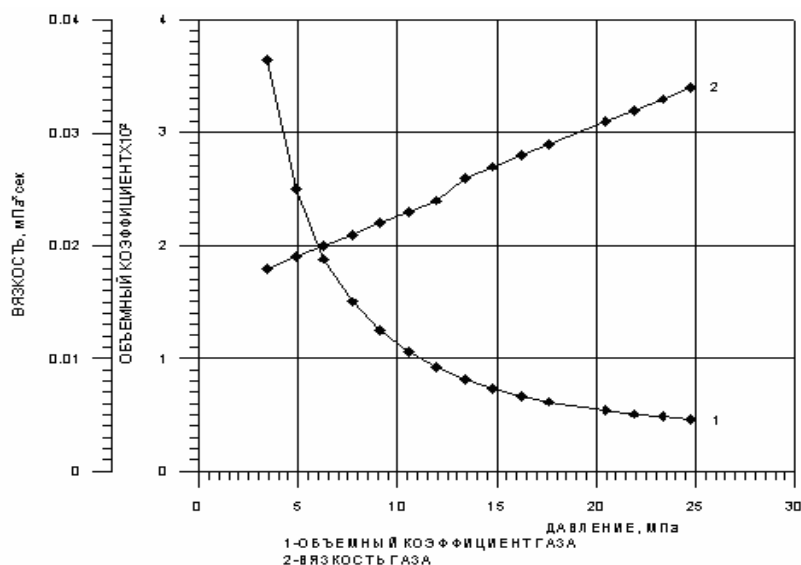


Рис. 10. Зависимость вязкости и объемного коэффициента газа от пластового давления. Месторождение Тенгиз

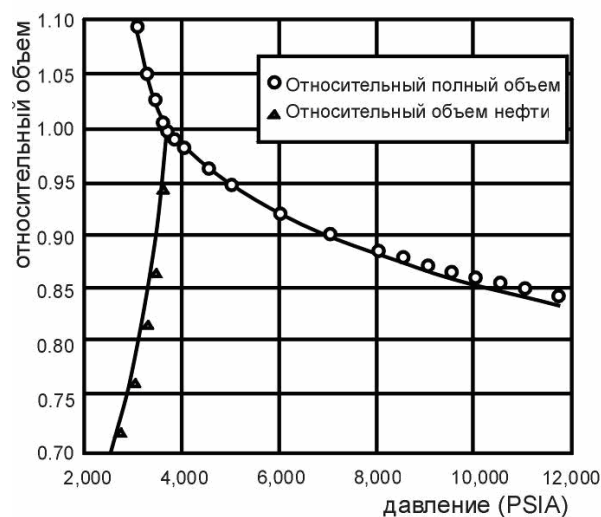


Рис. 11. Зависимость относительного объема Тенгизской нефти от пластового давления

Воды девонского комплекса по свойствам и составу имеют седиментационную природу с участием в формировании глубокозалегающих горизонтов пресных глубинных вод различного генезиса. Они характеризуются плотностью 1030–1031 кг/м³ и минерализацией 37,5–44,7 г/л. Общая жесткость варьирует от 79 до 170 мг-экв/л, pH среды нейтральная – до 6,98. Генетический тип вод по классификации В.А. Сулина хлоркальциевый, с преобладанием в составе вод ионов хлора (49,5 %) и ионов натрия (49,0 %). Воды сильнометаморфизованы, практически бессульфатны, что характерно для вод подсолевого комплекса.

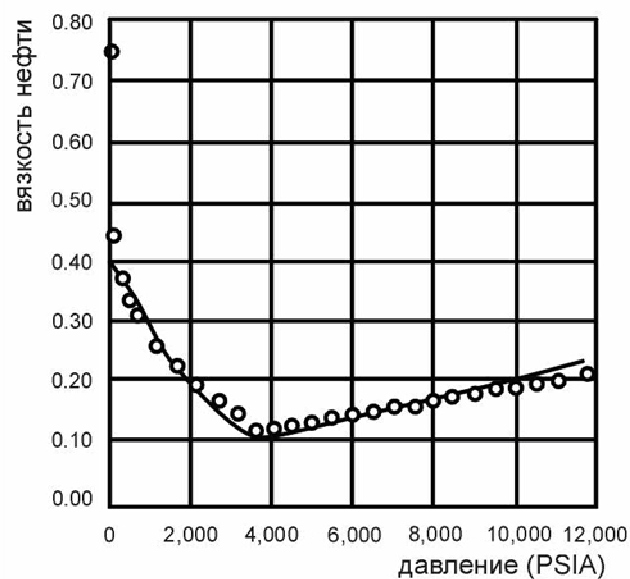


Рис. 12. Зависимость вязкости Тенгизской нефти от пластового давления

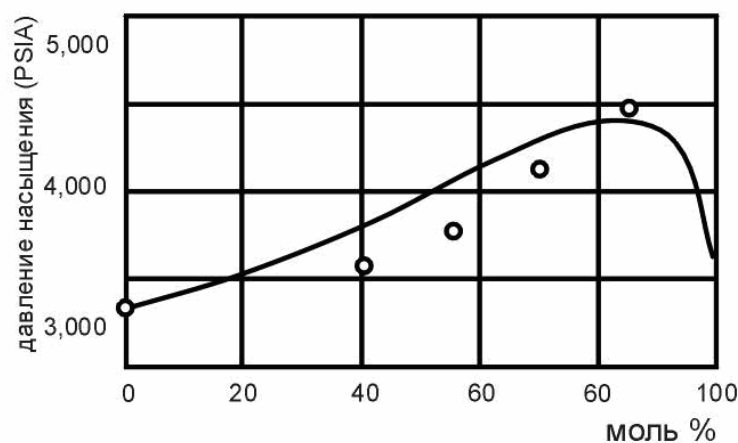


Рис. 13. Зависимость давления насыщения Тенгизской нефти от состава газа

Глубинное происхождение вод подтверждается присутствием в их составе лития (до 14 мг/л), который, наряду с цезием, является индикатором данных вод.

Из микрокомпонентов, помимо лития, определялись бор, бром, йод, аммоний и стронций, но содержание их в водах оказалось незначительным. Концентрация сероводорода составила 1,52 г/л. Коэффициент сжимаемости пластовых вод рассчитан эмпирическим путем и составляет $4,1 \cdot 10^{-5}$. Коэффициент динамической вязкости вод, рассчитанный для пластовой температуры 100 °С, равен 0,282 мПа·с. Воды агрессивны по отношению к бетону и цементу и обладают весьма высокой коррозионной активностью к стали и металлам (медь, цинк, железо и др.).

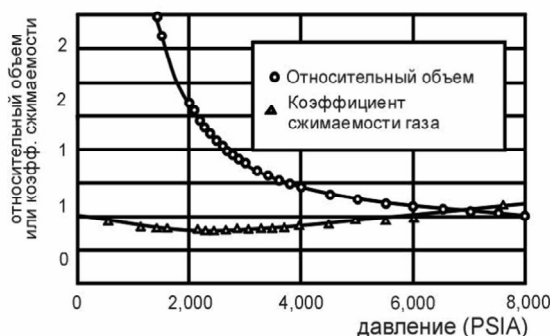


Рис. 14. Зависимость свойств газа от пластового давления (Тенгизское месторождение)

Таблица 6

Горно-технологическая характеристика коллекторов

Интервал слоя от уровня моря, м	Поровый объем слоя		Кп, доли ед.	Кнг, доли ед.	Отношение на долю объема	
	тыс. м ³	доли ед.			Кп	Кнг
-3800–4000	314465	0,02	0,087	0,864	0,0017	0,0173
-4000–4200	1729558	0,11	0,096	0,862	0,0106	0,0948
-4200–4400	2830187	0,18	0,051	0,790	0,0092	0,1422
-4400–4600	3930815	0,25	0,075	0,792	0,0188	0,1980
-4600–4800	5031443	0,32	0,055	0,783	0,0176	0,2506
-4800–5000	1886791	0,12	0,049	0,692	0,0059	0,0830
	15723259	1,00			0,064	0,786

Воды каменноугольных комплексов на рассматриваемом месторождении из-за особенностей разработки до настоящего времени остаются неизученными. По аналогии с площадями в подсолевых палеозойских отложениях нефтяного гиганта могут быть встречены высокоминерализованные воды до 280 г/л хлоркальциевого и хлормagneйного типа, насыщенные углеводородным газом, сероводородом и углекислым газом. Не исключена возможность контактирования нефтяной залежи с опресненными водами с минерализацией 70–100 г/л и низкой концентрацией йода и брома.

В качестве гидроминерального сырья воды продуктивных горизонтов интереса не представляют, так как содержание редких микрокомпонентов в их составе ниже промышленных.

Таким образом, палеозойские отложения северной акватории Каспийского моря можно подразделить по характеру нефтегазоносности на две геохимические зоны. Северная зона, в которой развита южная часть Прикаспийской солянокупольной впадины, должна содержать в палеозое сероводородоносные газы и конденсат. Южная зона, соответствующая аналогу Скифской плиты, должна содержать в палеозое легкие нефти. Подтверждениями таких прогнозов являются открытия в палеозое углеводородных залежей на Астраханском своде, Тенгиз-Королевского и Кашаганского нефтяных гигантов.

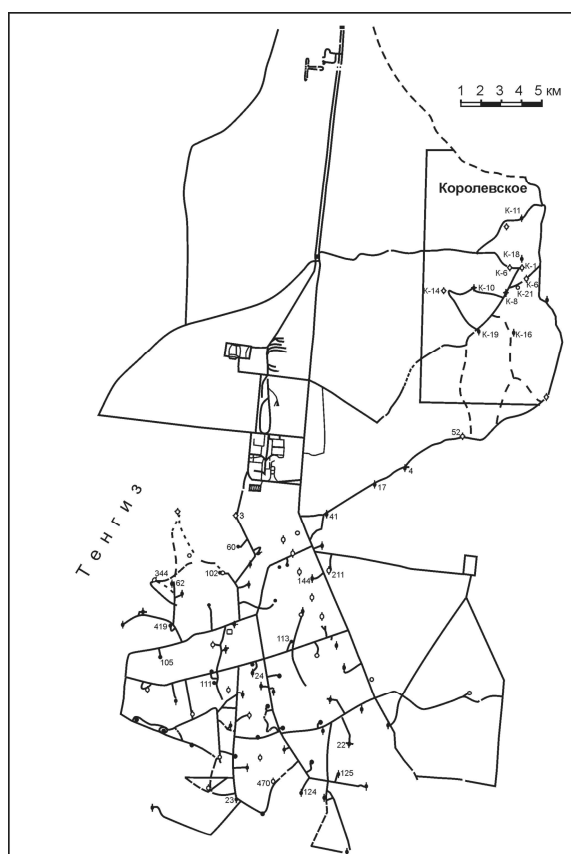
Для переработки нефти и газа принимаются значения дифференциального разгазирования (табл. 11, 12):

- плотность нефти – 0,7978 г/см³;
- газовый фактор – 589 м³/т;
- объемный коэффициент – 2,1845;
- динамическая вязкость разгазированной нефти – 2,02 мПа·с.

Таблица 7

Компонентный состав нефти

Наименование	Скв. 10	Скв. 9	Среднее значение
Пласт	Карбон	Карбон	–
Мольное содержание компонентов, %:			
сероводород	0,97	0,58	0,78
углекислый газ	0,03	0,03	0,03
метан	0,21	0,25	0,23
этан	0,30	0,30	0,30
пропан	0,60	0,57	0,59
изобутан	0,31	0,31	0,31
н-бутан	1,10	1,04	1,07
изопентан	1,34	1,24	1,29
н-пентан	1,77	1,64	1,70
циклопентан	0,21	0,19	0,20
сумма изогексанов	2,63	2,57	2,60
н-гексан	2,53	2,45	2,49
метилциклопентан	0,99	0,97	0,98
циклогексан	0,71	0,77	0,74
сумма изогептанов	3,63	3,57	3,60
н-гептан	2,30	2,34	2,32
метилциклогексан	1,92	1,82	1,87
Остаток	78,45	79,36	78,90
Молекулярная масса остатка (расчетная)	203	184	193
Молекулярная масса	177	163	170



15. Геотехнологическая карта Тенгизского и Королевского нефтяных месторождений

Таблица 8

Компонентный состав газа дегазации

Наименование	Скв. 10	Скв. 9	Среднее значение
Пласт	Карбон	Карбон	—
Мольное содержание компонентов, %:			
сероводород	29,34	22,24	25,79
углекислый газ	4,43	4,80	4,61
азот + редкие	0,87	1	0,93
в том числе гелий	0,0105	0,0265	0,0185
метан	40,67	46,05	43,36
этан	12,02	11,58	11,80
пропан	6,32	6,42	6,37
изобутан	0,78	1,24	1,01
н-бутан	2,22	2,83	2,53
изопентан	1,20	1,24	1,22
н-пентан	1,04	1,19	1,12
циклопентан	0,02	0,01	0,02
сумма изогексанов	0,53	0,59	0,56
н-гексан	0,28	0,33	0,30
метилциклопентан	0,06	0,08	0,07
циклогексан	0,03	0,05	0,04
сумма изогептанов	0,14	0,21	0,18
н-гептан	0,03	0,07	0,05
метилциклогексан	0,02	0,07	0,04
Относительная плотность газа (по воздуху)	1,029	1,015	1,022
Содержание меркаптановой серы, г/м ³	0,2157	0,3907	0,3032

Таблица 9

Компонентный состав нефтяного газа и нефти после разгазирования

Наименование	Нефтяной газ, %	Нефть, %
Сероводород	26,29	0,79
Углекислый газ	4,70	—
Азот + редкие	0,95	—
в т.ч. гелий	0,020	—
Метан	43,97	0,01
Этан	12,03	0,19
Пропан	6,37	1,23
Изобутан	0,94	0,76
н-Бутан	2,22	2,63
Изопентан	0,90	3,06
н-Пентан	0,76	3,27
Гексаны	0,58	8,00
Гептаны	0,29	7,44
Остаток (C _{8+в})	—	72,62
Молекулярная масса	—	162
Молекулярная масса остатка	—	193
Плотность газа, кг/м ³	1,191	—
Относительная плотность газа по воздуху	0,988	—
Плотность нефти, г/см ³	—	0,7978

Таблица 10

Фракционный состав нефти

Наименование	Скв. 10	Скв. 9	Среднее значение
Пласт	Карбон	Карбон	–
Температура начала кипения, °С	44	39	42
Температура, °С:	Объемное содержание светлых фракций, %		
100	15	13	14
120	21	19	20
150	32	30	31
160	35	33	34
180	40	39	40
200	46	45	46
220	52	52	51
240	56	54	55
260	60	58	59
280	65	62	64
300	70	66	68
Общий выход	71	69	70
Остаток и потери	29	31	30

Таблица 11

Состав пластовой нефти

Наименование	Скв. 10	Скв. 9	Среднее значение
Пласт	Карбон	Карбон	–
Мольное содержание компонентов, %:			
сероводород	24,22	18,19	21,20
углекислый газ	3,63	3,89	3,76
азот + редкие	0,71	0,80	0,76
метан	33,17	37,22	35,20
этан	9,89	9,45	9,67
пропан	5,33	5,37	5,35
изобутан	0,70	1,10	0,90
н-бутан	2,06	2,55	2,30
изопентан	1,27	1,29	1,28
н-пентан	1,22	1,31	1,26
циклопентан	0,05	0,05	0,05
сумма изогексанов	0,92	0,96	0,94
н-гексан	0,69	0,73	0,71
метилциклопентан	0,23	0,24	0,24
циклогексан	0,16	0,18	0,17
сумма изогептанов	0,78	0,84	0,81
н-гептан	0,44	0,49	0,46
метилциклогексан	0,36	0,37	0,37
Остаток	14,17	14,97	14,57
Молекулярная масса (расчетная)	56	54	55

Таблица 12

Состав пластовой и разгазированной нефти

Наименование	Скв. 10	Скв. 9	Среднее значение
Пласт	Карбон	Карбон	–
Интервал перфорации	4766–4795	4552–4794	–
Пластовое давление, МПа	81,10	81,10	–
Пластовая температура, °С	106	106	106
В пластовых условиях:			
плотность, г/см ³	0,6164	0,6263	0,6214
вязкость, МПа·с	0,22	0,31	0,27
Давление насыщения при пластовой температуре, МПа	24,95	24,76	24,86
Температура насыщения нефти при пластовом давлении, °С	23	26	25
Одноступенчатая сепарация до атмосферного давления:			
Газовый фактор (газосодержание), м ³ /т (объем газа при 0,1013 МПа и 20 °С)	611,2	631	621
Объемный коэффициент после одноступенчатой сепарации до атмосферного давления при 20 °С:			
плотность при 20 °С, г/см ³	0,8070	0,8054	0,8062
вязкость при 20 °С, МПа·с	2,10	1,94	2,02
Массовое содержание, %:			
воды	–	–	–
серы	0,86	0,58	0,72
силикагелевых смол	1,30	1,12	1,21
асфальтенов	0,10	0,01	0,06
парафинов	5,80	3,30	4,60
Температура застывания, °С	-14	-20	-17
Температура плавления парафинов, °С	50	56	53

Технологические исследования характеризуют нефть месторождения Королевского как сернистую (массовое содержание серы 0,72 %), малосмолистую (1,21 %), парафиновую (4,6 %). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С составляет 70 %. Массовое содержание меркаптановой серы – до 0,208 %. Упругость паров нефти равна 238 мм рт. ст., т.е. качество нефти по этому параметру соответствует ГОСТ 9956-76 на сдаваемую нефть.

Промышленные притоки нефти на Королевском месторождении варьируют от 140 до 1329 м³/сут. (табл. 13, рис. 16).

Результаты гидрогазонефтединамических испытаний приведены в таблице 13.

Значения пластового давления P_n и пластовой температуры $T_{пл.}$, приведенные к середине интервала перфорации, соответствуют 84,6 и 80,9 МПа и 105 и 98,8 °С.

Распределение давления и температуры по глубине описывается линейными зависимостями:

$$P_{пл} = 0,0056 H_{абс} + 57,723 \text{ (МПа)},$$

$$T_{пл} = 0,0169 H_{абс} + 29,001 \text{ (°С)}.$$

Превышение начального пластового давления рассматриваемых продуктивных горизонтов над условным гидростатическим давлением (или коэффи-

циент аномальности) достигает 1,83. Геотермическая ступень составляет 1,55 °С на 100 м.

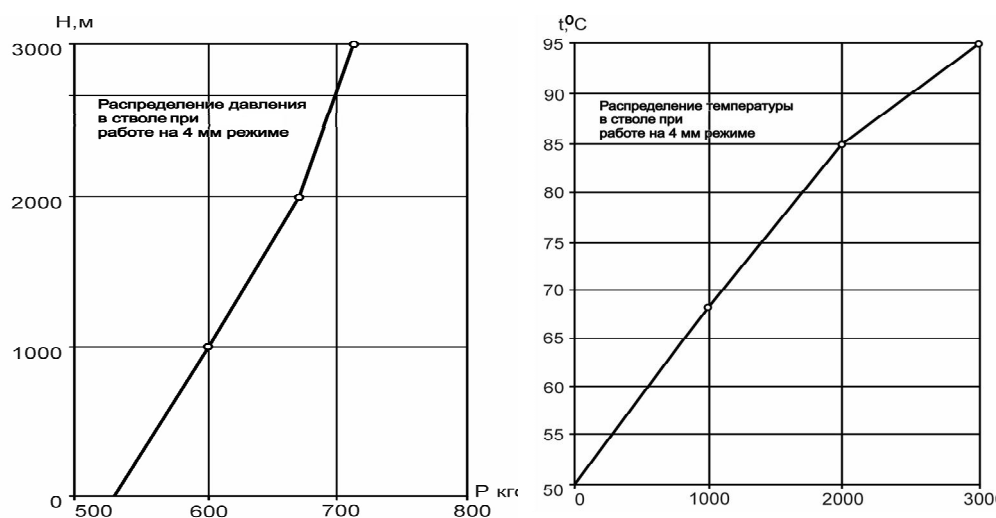
Коэффициент продуктивности изменяется по скважинам от 34,0 до 72,5 м³/с МПа, коэффициент проницаемости – от 0,022729 до 0,021203 Д, коэффициент гидропроводности – от 210,45 до 157,06 Д см/спз, коэффициент подвижности – от 0,0842 до 0,0785 Д/спз.

Зависимость между глубиной и пластовым давлением, глубиной и температурой дает возможность по известным значениям глубины определять параметры $P_{пл}$ и $T_{пл}$. В кровле залежи при $H_{абс.} = 3871$ м они составляют 79,5 МПа и 95,1 °С, на ВНК при $H_{абс.} = 4863$ м – до 85 МПа и 106,1 °С, а также средних для залежи значений давления и температуры при $H_{абс.} = 4535$ м – до 83,1 МПа и 102,5 °С соответственно.

Таблица 13

Геоэколого-промысловые исследования скважин

№ скв.	Интервал опробования	Диаметр штуцера, мм	Дебит нефти, м ³ /с	Дебит газа, м ³ /с	$P_{тр}$, атм.	$P_{эт}$, атм.	$P_{пл}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	T , °С	Р на КВД	
										$P_{тз}$, атм.	$P_{зз}$, атм.
8	3937–4021	20	1329		160						
9	4554–4795	6	140	27160	210	105		66,0			
		4	82	15768	300	200					
		0					83,9				
10	4766–4795	4	134	52966	510	410		80,7	59		
		6	288	128619	480	400			65		
		8	432	171795	420	380			75		
		0					84,6				
11	4805–4829	8	318	–	270	190			49		
		6	210	–	330	230					
		4	109	–	405	300	84,9	77,6			
		0									
16	4108–4128	4	137,1		540	450		79,09**			
		6	289		495	410					
		8	441		410	390					
		0					80,9			545	460



Значения коэффициентов проницаемости и продуктивности подчиняются следующим зависимостям:

$$K_{\text{прод}} = Q / (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}),$$

$$K_{\text{прон}} = 1,84(K_{\text{прод}} \text{ в } \mu) / h_{\text{эф}} (2,31 \lg r_k / r_c),$$

где $K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности т/сут. ($\text{кгс}/\text{см}^2$);

$K_{\text{прон}}$ – коэффициент проницаемости, Дарси;

v – объемный коэффициент;

μ – вязкость нефти, спз;

r_k – радиус условного контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м;

$h_{\text{эф}}$ – эффективная мощность пласта, см;

$K_{\text{гидр.}}$ – коэффициент гидропроводности;

$K_{\text{подвиж.}}$ – коэффициент подвижности, определены по зависимости:

$$K_{\text{гидр.}} = (K_{\text{прон.}} * h_{\text{эф.}}) / \mu = (K_{\text{прод.}} (11,57 \text{ в}) / 2\pi) \lg(R_k / r_c),$$

$$K_{\text{подвиж.}} = K_{\text{прон.}} / \mu.$$

Плотности нефти $\rho_n = 0,7978 \text{ г}/\text{см}^3$ и объемный коэффициент $v = 2,1845$. Полученное среднее значение удельной продуктивности равно $0,49 \text{ м}^3/\text{сут. (МПа}\cdot\text{м)}$, средней проницаемости – $0,012829 \text{ мкм}^2$. Основные расчетные характеристики исследований скважин и их интервал измерения, а также средние значения приведены в таблицах 13, 14.

На Королевском нефтяном месторождении прогнозируется проявление естественного упруго-замкнутого режима при разработке залежи. Этот механизм будет работать до тех пор, пока забойное давление в добывающих скважинах не упадет до давления насыщения (табл. 14). На таком режиме разрабатывалось месторождение ЛАК (Франция).

Таблица 14

Технологические свойства Королевской залежи

Наименование	Интервал измерения	Среднее значение
Начальное пластовое давление, МПа	80,9–84,9	83,1
Пластовая температура, °С	95–106	102,5
Геотермический градиент, °С		1,55
Дебит нефти, т/сут.	111,7–351,8	265,5
Обводненность, %		
Газосодержание, $\text{м}^3/\text{сут.}$		589
Продуктивность, $\text{м}^3/\text{сут. 1 МПа}\cdot\text{м}$	5,2–75,8	37,7
Удельная продуктивность, $\text{м}^3/\text{сут. 1 МПа}\cdot\text{м}$	0,024–3,6	0,498
Гидропроводность, Д см/спз	14,457–210,45	106,12
Проницаемость, мкм^2	0,000211–0,022729	0,012829
СКИН-эффект	5,76	

Определение значения КИН, которое может быть достигнуто при снижении пластового давления до давления насыщения, в условиях естественного упруго-замкнутого режима осуществляется по зависимости:

$$K_{ИН} = \frac{\beta^* \cdot \Delta P}{m \cdot K_n},$$

где β^* – коэффициент упругости залежи, 10^{-4} 1/МПа;

ΔP – депрессия, МПа;

m – коэффициент пористости, доли ед.;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.

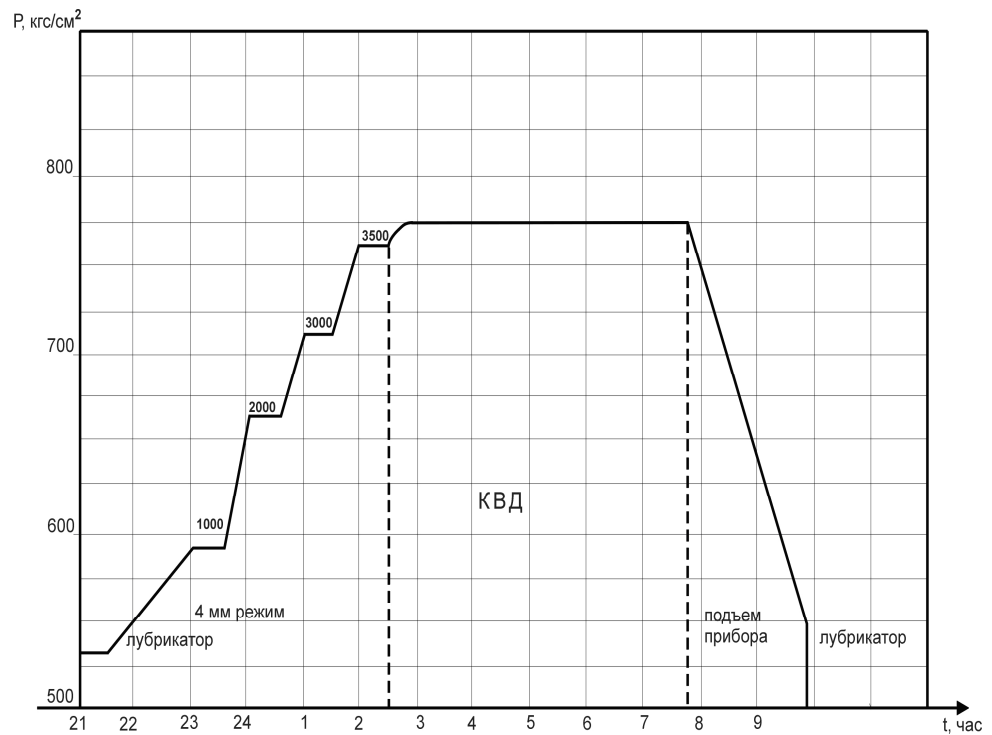


Рис. 17. Запись номограммы давления

Коэффициент упругости залежи является важнейшим параметром, значение которого необходимо для проектирования эксплуатации месторождения. Коэффициент упругости вычисляется расчетным путем:

$$\beta^* = \beta_c^* + m K_n \beta_n^* + (1 - K_n) m \beta_v^*,$$

где β_c^* – коэффициент сжимаемости скелета породы-коллектора, 10^{-4} 1/МПа;

β_n^* – коэффициент сжимаемости нефти, 10^{-4} 1/МПа;

β_v^* – коэффициент сжимаемости воды, 10^{-4} 1/МПа.

Вычисленное таким образом значение $K_{ИН}$ при снижении пластового давления до давления насыщения составляет 0,212. Извлекаемые запасы при таком коэффициенте достигают 67 млн т (табл. 15).

Таблица 15

Технологическая характеристика продуктивной залежи

Параметры	Единица измерения	Объект разработки (C ₂ -C ₁ ml)
Глубина залегания	м	До 4863
Тип залежи		Массивная
Тип коллектора		Карбонатный, порово-трещинно-кавернозный
Площадь нефтеносности	тыс. м ²	31441,0
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	469,3
Средняя пористость	Десятки единиц	0,072
Средняя нефтенасыщенность	Десятки единиц	0,815
Средняя проницаемость	мкм ² 10 ⁻³	12,8
Пластовое давление	МПа	83,1
Коэффициенты АВПД		1,83
Пластовая температура	°С	102,5
Плотность нефти в стандартных условиях	г/см ³	0,7978
Плотность воды в стандартных условиях	г/см ³	1,082
Давление насыщения	МПа	24,86
Вязкость нефти в пластовых условиях	МПа·с	0,27
Объемный коэффициент нефти	Десятки единиц	2,184
Газосодержание нефти	м ³ /т	589,0
Изотермическая сжимаемость нефти	10 ⁻⁴ 1/МПа	26,3
Сжимаемость воды	10 ⁻⁴ 1/МПа	5,0
Сжимаемость поровой среды	10 ⁻⁴ 1/МПа	0,53
Коэффициент упругости нефтяной залежи	10 ⁻⁴ 1/МПа	2,14
Коэффициент песчаности	Десятки единиц	0,83
Коэффициент удельной продуктивности залежи	м ³ /сут. МПа·м	0,49
Балансовые запасы нефти	млн т	315,0
КИН	Десятки единиц.	0,38
Извлекаемые запасы нефти	млн т	120,0

Расчеты дебитов производятся по зависимости:

$$Q = K_{уд} \cdot \Delta P \cdot h_{эф} \cdot \gamma,$$

где $K_{уд}$ – средневзвешенный коэффициент удельной продуктивности залежи, $\text{м}^3/\text{сут. 1 МПа} \cdot \text{м}$;

$h_{эф}$ – эффективная толщина, м;

ΔP – депрессии 5,47 и 8,2 МПа, обеспечивающие, соответственно средний входной дебит скважины, равный 400 и 600 т/сут.;

γ – плотность нефти, $\text{г}/\text{см}^3$.

На основании расчетных дебитов скважин (рис. 18) вовлекаемые запасы по каждой скважине определяются по зависимости:

$$Q_{\text{вовл}} = (Q/\Sigma Q) Q_{\text{баланс}},$$

где $Q_{\text{вовл}}$ – вовлекаемые запасы, млн т;

Q – дебит нефти по скважине, т/сут.;

ΣQ – суммарный дебит нефти по скважинам, т/сут.;

$Q_{\text{баланс}}$ – балансовые запасы нефти, млн т.

Радиус дренажа скважины вычисляется по зависимости:

$$R = \sqrt{\frac{Q_{\text{вовл}} \cdot b}{m \cdot K_n \cdot \pi \cdot h \cdot \gamma}},$$

где R – радиус дренажа скважины, м;

$Q_{\text{вовл}}$ – вовлекаемые запасы, млн т;

b – объемный коэффициент нефти, доли ед.;

m – коэффициент пористости, доли ед.;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

h – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м;

γ – плотность нефти, $\text{г}/\text{см}^3$.

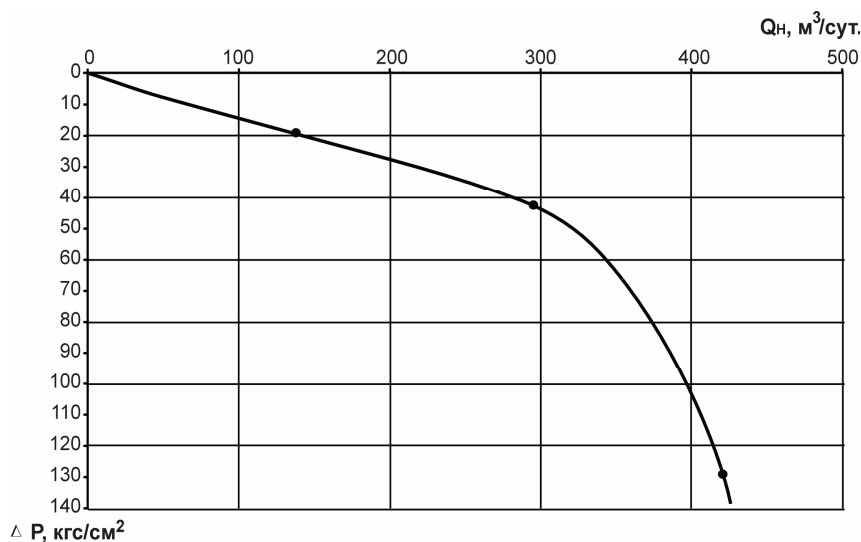


Рис. 18. График зависимости $Q = f(\Delta P)$ Королевского нефтяного месторождения

Работа выполнена в рамках ГК 14.В37.21.0586 ФЦП РФ.

Список литературы

1. Серебряков А. О. Геоэкология поисков, добычи и переработки нефти в морских акваториях : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011. – 444 с.
2. Серебряков А. О. Морская инженерная геология : монография / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2008. – 314 с.
3. Серебряков А. О. Рациональное природопользование ресурсами месторождений нефти и газа : монография / А. О. Серебряков, В. С. Мерчева. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 492 с.
4. Серебряков А. О. Экология и парагенез кислых газов, нефти и воды солеродных регионов : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 505 с.

References

1. Serebrjakov A.O. *Geojeologija poiskov, dobychi i pererabotki nefi v morskikh akvatorijah* [Geoecology of searches, production and oil refining in sea water areas]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011, 444 p.
2. Serebrjakov A.O. *Morskaja inzhenernaja geologija* [Sea engineering geology]. Astrakhan: Izd. dom "Astrahanskij universitet", 2008, 314 p.
3. Serebrjakov A.O., Mercheva V.S. *Racional'noe prirodopol'zovanie resursami mestorozhdenij nefi i gaza* [Rational environmental management by resources of oil fields and gas]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 492 p.
4. Serebrjakov A.O. *Jekologija i paragenez kislyh gazov, nefi i vody solerodnyh regionov* [Ecology and paragenesis sour gases, oil and water of solerodny regions]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 505 p.

ПЕРЕВАЛЫ КАВКАЗА: ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ПРАКТИЧЕСКИХ И СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЦЕЛЯХ

Ефремов Юрий Васильевич, доктор географических наук, профессор

Кубанский государственный университет
350040, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149
E-mail: efremov_kubsu@mail.ru

Шелюк Алексей Анатольевич, аспирант

Кубанский государственный университет
350040, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149
E-mail: plagktos86@mail.ru

Аксенова Алена Александровна, аспирантка

Кубанский государственный университет
350040, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149
E-mail: extremalka_@mail.ru

Сформулировано определение перевальной седловины как геоморфологического понятия. Указано на широкое использование перевалов для переходов людей, транспортировки различных грузов, передачи электроэнергии и видов связи. Сделан ретроспективный анализ перевалов как торговых путей в древние времена, стратегических объектов во время Кавказской войны в XIX в., Гражданской и Отечественной войн в XX в. Указано на исключительную важность военных дорог, построенных в