

ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛИНИСТЫХ, ГЛИНИСТО-КРЕМНИСТЫХ И КАРБОНАТНЫХ БИТУМИНОЗНЫХ ПОРОД ОСАДОЧНЫХ ЧЕХЛОВ БАССЕЙНОВ ЗЕМНОЙ КОРЫ

И. И. Нестеров

(Западно-Сибирский филиал ИГНГ СО РАН)

И. И. Нестеров

Изучены отложения баженовской, тутлеймской и шаимской свит верхней юры и нижнего мела Западной Сибири. Приведены закономерности распределения, генезис, структурные характеристики, минералогический состав, типы органического вещества, состав нефтей и коллекторские свойства пород. Описаны модели залежей в битуминозных породах и выявлены механизмы их формирования. Оценены потенциальные ресурсы битуминозных глинистых пород верхней юры и низов мела Западной Сибири. Дан анализ изменения уровней добычи нефти за последние годы. Предложены схемы забойной сепарации газа и жидкости, а также технологической линии искусственного формирования залежей нефти и газа в недрах Земли.

В 1969 г. в журнале «Нефть и газа Тюмени» [1] мною была опубликована небольшая заметка о первом в истории мировой практики нефтепоисковых работ промышленном фонтане нефти из глинистых битуминозных пород баженовской свиты ($J_3tit-K_1b_1$) в скв. 12-Р на Салымской площади Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. До этого открытия эти отложения относились к покрышкам высокого качества и часто рассматривались в качестве нефтематеринских пород.

По состоянию на 01.09.2003 г. в Западной Сибири открыто более 100 месторождений с природными залежами нефти в битуминозных глинистых породах. Имеются два месторождения с залежами нефти в глинах низов майкопской свиты Ставропольского края России. В работе [2] коллекторы в глинистых породах названы баженимом.

Баженовский тип залежей нефти и газа не имеет аналогов среди известных месторождений СССР и за рубежом. Это открытие имеет значение не только для увеличения потенциала углеводородных ресурсов Западной Сибири, но и заставляет по-новому оценить нефтегазоносность битуминозных глинистых, глинисто-кремнистых, глинисто-карбонатных, карбонатных и карбонатно-кремнистых толщ стратисферы.

Залежи этого типа в Западной Сибири приурочены к глинистым и глинисто-кремнистым битуминозным отложениям, органическое вещество которых находится или находилось на стадии катагенного преобразования $НК_2-СК_2$ ($R^a = 52...83 \%$). Их пространственное положение не контролируется современным структурным планом продуктивных пластов, не связано с зонами разломов или повышенной тектонической трещиноватостью пород. Они не содержат краевых и подошвенных вод (в составе са-

мой нефти вода практически отсутствует), характеризуются аномально высокими начальными пластовыми давлениями, существенным влиянием горного давления на фильтрацию флюидов, повышением коэффициента продуктивности в процессе разработки. Коллектор представлен тонкоплитчатыми и плитчатыми глинистыми породами с линзовидными слоями органического вещества. Он не имеет жесткого скелета и при отборе из него уменьшается в объеме. Фильтрация жидкости и газов в таком коллекторе носит нелинейный характер. Залежи нефти и газа и коллектор образуются одновременно за счет флюидоразрыва горных пород. Основные данные по глинистым и глинисто-кремнистым битуминозным породам Западной Сибири приведены в табл. 1.

Установлены следующие основные особенности состава, строения и нефтегазоносности этих отложений [3].

1. Битуминозные отложения Западной Сибири приурочены к трем стратиграфическим уровням, сменяющимся с востока на запад от нижнетитонского подъяруса до нижнего готерива. На каждом из этих уровней они объединяются в баженовскую ($J_3tit_1-K_1b_1$), тутлеймскую ($J_3tit_1-K_1v_1$) и шаимскую ($K_1b_1-K_1g_1$) свиты. Титонские отложения в баженовской свите имеют относительно повышенную толщину (40 % от толщины свиты) в районах с высокими абсолютными ее значениями (80...100 м). В зонах развития малых абсолютных толщин свиты (10...15 м) относительная доля титонских пород сокращается до 10...5 % и меньше. В тутлеймской свите такое аномальное распределение относительной толщины захватывает не только нижне-, но и среднетитонские отложения. Резкое относительное сокращение толщин пород отмечается и в интервале развития зоны *Grendonites* sp. на границе юры и мела. Эти участки разреза характеризуются особыми условиями накопления пород, при которых моллюски не развивались.

В зоне развития шаимской свиты титонские отложения представлены сероцветными песчаными и зеленоцветными глинистыми отложениями.

Основные характеристики глинистых и глинисто-кремнистых битуминозных пород Западной Сибири

Параметры и их единицы измерения	Стратиграфические подразделения битуминозных пород				
	баженовская	тутлеймская	игримская	верхнешаймская	среднее или сумма
Возраст, индекс ярусов	$J_3t_1-K_1b_1$	$J_3t_1-K_1v_1$	$J_3t_1-K_1h_1$	$K_1b_2-K_1h_1$	$J_3t_1-K_1h_1$
Площадь развития, тыс. км ²	1150	110	15	15	1290
Толщина, м	28,6	15,9	16,0	10,0	27,2
Объем, тыс. км ³	32,89	1,75	0,24	0,15	35,03
Объем органического вещества, %:					
весовые	15	13	13	5	14
объемные	19	16	16	7	19
Объем керогена, млрд м ³	6249	280	38	11	6578
Геологические ресурсы нефти, млрд м ³ (30 % от объема керогена)	1875	84	11	3	1973
Плотность геологических ресурсов, тыс. м ³ /км ²	1630	760	700	200	1529
Коэффициент нефтеизвлечения, %	30	20	20	15	29
Извлекаемые ресурсы нефти, 1·10 ⁹ м ³	562	17	2,2	0,45	581,65
Плотность извлекаемых ресурсов нефти, тыс. м ³ /км ²	488	155	147	30	451

Повышенная битуминозность в этом районе является только в берриасское время и иногда сохраняется до конца раннего готерива. На севере этой зоны битуминозность охватывает разрез от нижнего титона до верхнего готерива.

2. Битуминозные отложения Западной Сибири формировались в морской обстановке в зонах с некомпенсированным осадконакоплением. Основной объем битуминозных пород накапливался в титонское и раннеберриасское время ($J_3t_1-K_1b_1$). Эта зона составляла половину площади всего морского бассейна, занимая его центральные и северные районы. Толщина отложений здесь колеблется от 10 до 80 м, в среднем равна 28 м. В окраинных частях берриас-титонского бассейна накапливались сероцветные глинистые и песчано-глинистые породы. На востоке ширина этой зоны составляет 100...200 км, а толщина колеблется от 100 до 300 м, достигая в Усть-Енисейской впадине 600 м. В среднем толщина равна 130 м. На западе и юге толщина сероцветных берриас-титонских отложений равна 20...100 м и в среднем составляет 80 м. В период накопления баженовского горизонта осевая зона морского бассейна располагалась ближе к центральной части Западной Сибири, протягиваясь от районов Салыма через Юилскую площадь к Обской губе и северу п-ова Ямал. Далее эти отложения уходят в Баренцево, Северное моря и Великобританию.

В позднеберриасское и валанжинское время ($K_1b_2-K_1v_1$) осевая зона смещается на западе в сторону Красноленинского свода и восточных областей Березовского района. Здесь происходило формирование битуминозных пород верхов тутлеймской и шаймской (мулымьинской) свит, площадь которых составляет 110 тыс. км². По сравнению с титонским временем площадь подводного плато уменьшилась в 10 раз. За пределами этой зоны в низах неокома шло лавинное заполнение области юрского прогибания,

особенно с востока, мощными песчано-глинистыми серо- и зеленоцветными толщами.

В валанжин-раннеготеривское время ($K_1v_1-K_1g_1$) условия, благоприятные для накопления битуминозных пород, сохранились только в узкой полосе от Шаймского района до Игрима, где накапливались битуминозные породы верхов шаймской (мулымьинской) и игримской свит. По сравнению с валанжин-берриасским временем площадь сократилась почти в 3 раза, а объем битуминозных пород – почти в 10 раз. В целом объем битуминозных пород в волжско-готеривский этап осадконакопления равен 34 тыс. км³. В баженовском горизонте битуминозные породы от общего объема отложений этого возраста составляют 32 %, в берриас-валанжине – 0,4 %, в валанжин-готериве – 0,01 %. На рис. 1 показаны площади развития этих пород.

3. По тектоническим характеристикам и динамическим показателям напряженного состояния пород в различных элементах локальных и региональных структур битуминозные отложения характеризуются теми же или более низкими параметрами по сравнению с ниже- и вышележащими породами. Дизъюнктивных нарушений в породах, вмещающих залежи баженовского типа, обнаружено мало. Тектоническая трещиноватость не превышает фоновых значений и не больше, чем в подстилающих и перекрывающих породах. Коэффициент пластичности в битуминозных породах почти такой же, как и в подстилающих и перекрывающих глинистых отложениях.

Это наряду с минералогическим составом пород не позволяет относить их к аргиллитам, а также ставит под сомнение возможность существования трещин, по которым после их возникновения возможна фильтрация флюидов без приложения дополнительных сил, удерживающих трещины (полости) в раскрытом состоянии. В ряде скважин Среднего Приобья и на юге Западной Сибири в битуминозных породах

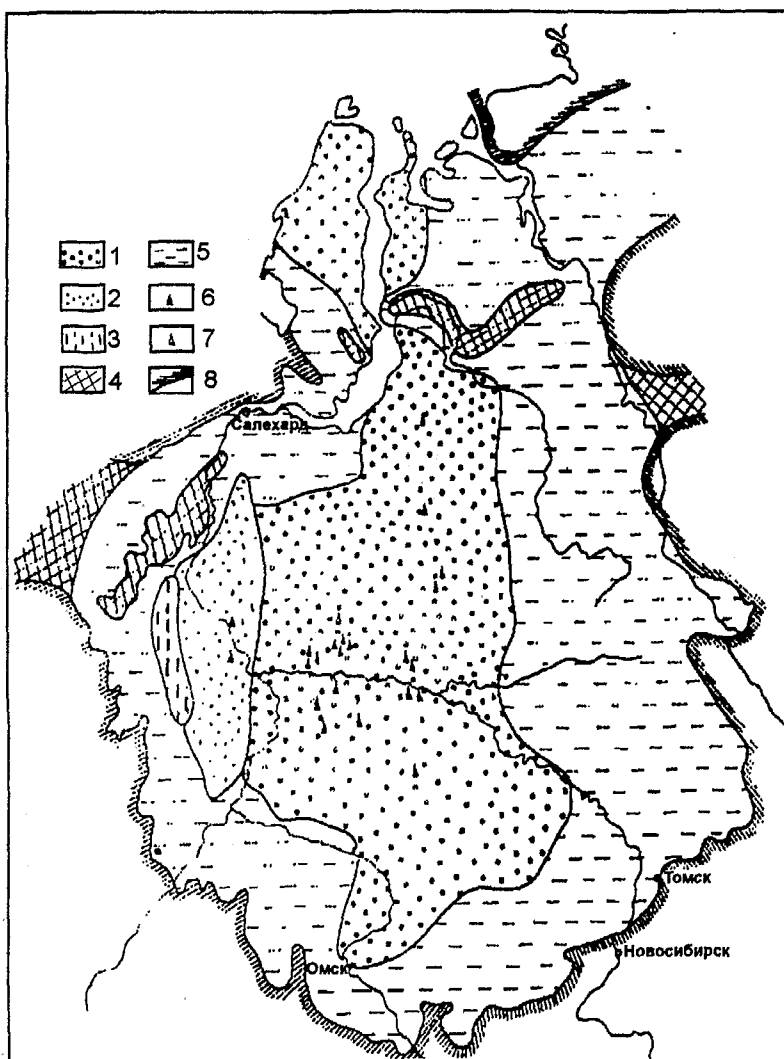


Рис. 1. Распространение битуминозных глинистых пород в Западной Сибири:

области распространения: 1 – баженовской свиты, 2 – тутлеймской свиты, 3 – шаймской и игримской свит, 4 – участки отсутствия титон-нижнеготеривских отложений, 5 – сероцветные аналоги титон-нижнеготеривских пород, 6 – основные залежи нефти в битуминозных породах, 7 – нефтепроявления, 8 – граница Западно-Сибирской мезо-кайнозойской нефтегазоносной провинции

отмечаются пльчатость и наличие «инородных» отложений, которые некоторыми исследователями трактуются как следы тектонических нарушений. Анализ таких «аномальных» разрезов показывает, что имеют место оползневые внедрения вышележащих пород в отложения баженовского типа или размывы битуминозных пород подводными течениями. Спорно-пыльцевые комплексы из «инородных» пород показывают преобладание пыльцы хвойных растений, отсутствие пыльцы *Classopolis*, что является характерным для вышележащих пород ачимовской толщи.

Нет связи между нефтенасыщенностью битуминозных пород и их структурным планом. В изученной бурением части Большесалымского месторождения значительная часть залежей нефти расположена за пределами локальных поднятий.

Наиболее перспективными (при линзовидном распределении органического вещества в породах) яв-

ляются зоны с аномально повышенными температурами и пониженными давлениями.

4. По минералогическому составу битуминозные глинистые породы состоят из глинистых минералов (монтмориллонит, гидрослюда, хлорит, каолинит), халцедона и опала, органического вещества и карбонатов. В качестве примесей присутствуют пирит (5...6 %) и обломочный материал алевроитовой размерности (5...10 %).

Для типизации битуминозных пород целесообразнее пользоваться классификацией по объемным соотношениям компонентов. В этом случае существенно возрастает роль органического вещества, и классификация становится приемлемой для прогнозирования нефтегазоносности.

По весовым соотношениям в них преобладают битуминозные глины, глинисто-кремнистые и кремнисто-глинистые породы. По объемным соотношениям преобладают глинистые сапропелево-кремнистые и глинисто-сапропелевые породы. Встречаются сапропелевые породы.

5. Органическое вещество в битуминозных породах образует два вида скопления – в виде равномерно рассеянной массы и микролинзовидных включений.

При специальной обработке образцов нефтенасыщенного керна под микроскопом визуально нефть и органическое вещество различаются между собой. Нефть приурочена к горизонтальным полостям, расположенным в микролинзах органического вещества или на контактах с вмещающими породами, и к трещинам, соединяющим микролинзы. Это под-

тверждается и многолетними наблюдениями при описании керна. Промышленная нефтеносность приурочена только к разрезам, в которых имеются плитчатые или микроплитчатые до листоватых глинистые битуминозные породы с плоским раковистым изломом. Исходя из этого, можно определить значения параметров плотности микролинзовидных включений органического вещества. Горизонтальная плотность является косвенным показателем фильтрационных свойств коллектора, вертикальная плотность – показателем толщины пласта. Общая (объемная) плотность может быть использована для оценки перспектив нефтегазоносности битуминозных пород. Плитчатость пород определяет и давление гидроразрыва.

Теоретически при горизонтальной плотности микролинз органического вещества более 50 % в благоприятных условиях порода будет коллектором и нефтенасыщенной. При этом вертикальная плотность

должна быть минимум на 20...30 % больше горизонтальной. С такими характеристиками керн из скважин не поднимается, он разрушается при подъеме и в лучшем случае представлен мелкочешуйчатой мучнистой массой, пропитанной нефтью. Такой коллектор можно получить при гидроразрыве с последующим заполнением образуемых полостей пропантом (песком). Для подъема такого керна нужны керноподъемники, способные при подъеме их на поверхность сохранять пластовые условия, прежде всего давление и температуру, а также необходимый комплекс оборудования и приборов для замера физических параметров пород и флюидов без разгерметизации керноподъемника. Результаты обработки керна, поднятого на поверхность в обычных условиях, не отражают истинных плотностных и коллекторских свойств пород и могут служить лишь основанием для прогноза наличия или отсутствия проницаемых глинистых пород в разрезе скважины. Коллектор переходит в покрышку постепенно, через переходную зону. Породы с микролинзами органического вещества и полостями с гидродинамической связью между собой названы рыхлым баженимом. Фильтрация флюидов в такой системе приблизительно может быть описана законом Дарси. Имеются зоны, которые не соединены с рыхлым баженимом фильтрационными каналами. Такие породы названы плотным баженимом. Они могут быть как внутри рыхлых баженимов, так и в их кровле или подошве. При эксплуатации за счет разности давлений возникают трещины, связывающие их с рыхлым баженимом и образующие единую гидродинамическую систему, фильтрация флюидов в которой носит нелинейный характер.

б. Состав и свойства нефтей и газов в залежах баженовского типа во многом зависят от состава и структуры исходного органического вещества, основные черты которых возникают в диагенезе под влиянием микробиологических процессов. На этом этапе формируются первичные ароматические ядра керогена и алифатические цепи, дальнейшее катагенное преобразование которых определяет особенности органики для преобразования ее в нефть и газ. Главным параметром керогена с точки зрения его нефтегазогенерирующих свойств является наличие парамагнитных центров в органическом веществе. Они состоят из многочисленных индивидуальных соединений (ингредиентов), каждое из которых в процессе катагенеза обладает свойством увеличивать концентрацию ПМЦ (парамагнитных центров) до определенного предела, а затем этот параметр на следующей степени катагенеза после достижения критической точки начинает снижаться. В рассеянном органическом веществе пород Западной Сибири имеются ингредиенты с максимумом ПМЦ на стадии катагенеза от НК₂ до СК (палеотемпературы от 50 до 165 °С).

Максимальные значения ПМЦ отмечены в ингредиентах органического вещества стадии СК₁ (450...

600·10¹⁷ спин/г). В глинистых битуминозных породах преобладают ингредиенты с максимумом на стадии СК₂. В конкретных условиях в нефть и газ преобразуются только те ингредиенты органического вещества, которые находятся на определенной стадии роста ПМЦ. Когда в ингредиентах концентрация ПМЦ снижается, происходит циклизация алифатических цепей, и даже при самых жестких условиях такое органическое вещество не способно в природных условиях преобразовываться в нефть или газ.

Ингредиентный состав органики может быть определен по замерам межплоскостных расстояний в субкристаллических ядрах органических соединений. В координатах «межплоскостное расстояние в Å – катагенез (в C_{орг}, %)» субкристаллическая решетка ароматических ядер изменяется линейно с угловым коэффициентом 0,02. Это позволяет любой ингредиент органики на любой стадии катагенеза идентифицировать по свободному члену линейного уравнения на условной линии, где C_r = 0 [3].

В битуминозных отложениях Западной Сибири органическое вещество нефти и газы в основном не отличаются от органики пород и залежей традиционного типа.

Температура нефти в залежах изменяется от 60...70 до 100 °С. На площадях с нефтепроявлениями температура колеблется от 60 до 80 °С. Степень катагенеза органического вещества возрастает от окраин к Салымскому району от стадии НК₂ до СК₂. В пределах площадей с выявленными залежами нефти и нефтепроявлениями степень катагенеза меняется от стадии СК₁ до СК₂.

Нефти из битуминозных отложений – алкановые, малосернистые, с содержанием светлых фракций до 60 %. Газовый фактор меняется в пределах 150...220 м³/м³. На Большесалымском месторождении от центра залежи в восточном направлении плотность нефти увеличивается от 0,79 до 0,90 г/см³. В этом же направлении снижается газовый фактор, в породах увеличивается содержание пирита и закисного железа, уменьшается количество окисного железа. Среда осадконакопления изменяется от слабокислой в центре до щелочной на окраинах залежи.

Одной из особенностей нефтей и органического вещества вмещающих пород является постоянство в них отношения пристана к фитану. Этот показатель тесно связан с условиями fossilization органики и закономерно изменяется от центра к окраинам развития битуминозных пород от 0,9 до 2,5. При этом отношение пристана к фитану одинаковое в нефтях и ОВ вмещающих залежь пород. Все это указывает на образование нефти и формирование залежей *in situ*. Показательно, что на Большесалымском месторождении при сильном колебании в нефти низкипящих соединений и изменении ее плотности от 0,79 до 0,90 г/см³ отношение пристана к фитану остается постоянным.

И еще одна особенность нефтей и органического вещества вмещающих пород в баженимах. В хлоро-

форменных экстрактах из органики пород от кровли к подошве свиты в асфальтенах концентрация ванадия закономерно уменьшается от 1500...200 до 20...0 мг/100 г.

7. Коллектор в глинистых битуминозных породах образовался в процессе автонефтегазоразрыва при переходе части твердой фазы органического вещества в жидкую и газообразную. При этом объем новообразованных соединений в 1,5...2,5 раза больше объема исходного материала. Коллектор образуется в наиболее ослабленных зонах разреза таких пород, которыми являются участки развития микролинзовидных форм органического вещества. В массивных битуминозных разностях с равномерной формой распределения органики возникновение благоприятных условий для автофлюидоразрыва менее вероятно, и эти породы являются покрывками с высокими экраняющими свойствами. Скелет коллектора не обладает жесткой структурой и в процессе выноса зерна или при извлечении из него нефти уменьшается в объеме. Модель коллектора описывается уравнениями, вытекающими из закона Гука.

Скелет баженита состоит из глинистых пород и органического вещества, имеющих свою пористость. Эти породы заполнены связанной водой и в процессах фильтрации флюидов не участвуют. Поры скелета не входят в величину открытой емкости. В обычных поровых и трещинных коллекторах производят экстракцию для извлечения остаточной нефти.

В баженитах этого делать нельзя, так как вместе с остаточной нефтью извлекается битумоид в количестве 3...5 % от массы породы. В объемных процентах это составит 5...9 %, что при определении пористости может дать ошибку до 100 %. Кроме того, при экстракции разрушается скелет коллектора, что вносит дополнительную ошибку. При подъеме зерна на поверхность давление снижается от пластового до поверхностного, и нефть, содержащаяся в горизонтальных полостях, удаляется. Так как баженит не имеет жесткого скелета, полости исчезают и определение их объема теряет смысл. Истинный объем коллектора по керну можно определить, если поднять его на поверхность и произвести замеры при сохранении давления и температуры близкими к пластовым. Отдельные полости баженита, содержащего нефть, как вдоль слоистости, так и перпендикулярно к ней могут быть изолированы друг от друга глинистыми перемычками. При снижении пластового давления во время отбора нефти изолированная от скважины полость соединится с ней только при возникновении соответствующего перепада давления, способного разрушить глинистую перемычку. Величина этого перепада зависит от размера, прочности и свойств перемычки. В этих условиях фильтрация флюида к забою скважины не будет подчиняться закону Дарси. Требуется дополнительная энергия для движения флюида в коллекторе, и закон фильтрации становится нелинейным. Это – главное отличие баженита от традиционных коллекторов.

8. Модель залежи в битуминозных породах принципиально сходна с моделью коллектора и отличается от него только масштабностью. Залежь нефти состоит из серии линзовидных зон баженитов, которые разделены как по горизонтали, так и по вертикали покрывками, которые в процессе разработки могут соединяться, при этом две смежные залежи будут объединяться в единую гидродинамическую систему. Так же как и в случае коллектора, движение флюидов в залежи подчиняется законам нелинейной фильтрации. Изолированность залежей подтверждается составом нефти при поинтервальном испытании скважин. При этом следует обратить внимание на то, что иногда сверху нефти более тяжелые, чем внизу. Исходя из модели коллектора и залежи, можно предполагать, что от размеров линзовидных тел баженитов зависят дебиты скважин. Чем больше залежь, тем выше дебиты. При этом в меньших залежах больше плотность нефти. Отмечается увеличение содержания солей в нефтях от 2...10 мг/л при дебитах 8...10 т/сут до 40 мг/л при дебитах более 500 т/сут. Это может свидетельствовать о больших объемах дренажа пород при высоких дебитах и соответствующем увеличении их выщелачивания.

Математическая модель залежей нефти в баженитах описывается уравнениями, которые учитывают сжимаемость коллектора и нелинейный характер движения флюидов в пластовой системе глинистых битуминозных пород. По результатам скважин, находящихся в эксплуатации более 5 лет, проверка таких уравнений показывает, что прогноз суммарной добычи нефти отличается от фактических цифр не больше чем на 10 %. Это свидетельствует о том, что такие модели коллектора и залежи с достаточной точностью отражают истинное их строение и свойства. Условия, предопределяющие процессы формирования залежей нефти и газа, являются и региональными. При увеличении степени катагенеза органического вещества, рассеянного в породах, идет медленный процесс за счет реакций взаимодействия ПМЦ с электронами, сопровождающийся образованием метана, этана и тяжелых гомологов метана. При формировании последних появляется дополнительный донорный водород (H), рассекающий связи –C–C– алифатических цепей с образованием битумоидов. В открытых пластовых системах с гидростатическим давлением при одной и той же температуре процесс регионального катагенного преобразования органического вещества идет с преобладанием метана и этана. В закрытых системах (глинистые и другие породы) при той же температуре этот процесс протекает более медленно, но с резким преобладанием образования тяжелых гомологов метана. При катагенном преобразовании рассеянной органики возрастание температуры в большей степени влияет на газообразование. Давление тормозит этот процесс и смещает его в сторону нефтеобразования.

В битуминозных породах при катагенном преобразовании микролинз органического вещества в них

образуются газ и битумоиды, объем которых больше объема исходного вещества. За счет этого давление в микролинзах увеличивается и процесс затухает. Если давление в смежных микролинзах больше сопротивления глинистых перемычек, то между микролинзами происходит их разрыв с понижением давления в системе, что приводит к возобновлению процессов образования углеводородных газов за счет реакций взаимодействия вокруг углерода с донорным водородом или электронами. Последние протекают с выделением тепла, и, когда система связанных трещинами микролинз органического вещества достигает определенной критической массы, количество энергии становится достаточным для лавинного образования углеводородного сырья. Большое значение при этом имеют дискретные тектонические движения или искусственное воздействие на породу дополнительных давлений в виде гидроразрыва пласта закачкой в образующуюся емкость пропанта, песка, полипорной жидкости с образованием твердого коллектора и др. Локальный разогрев при формировании залежей достигает 300...320 °С.

9. Механизм формирования залежей нефти в глинистых битуминозных породах и модель коллектора определяют и методы подсчета запасов, которые, прежде всего, должны учитывать сжимаемость пластовой системы в процессе извлечения флюидов и возможное объединение в единую гидродинамическую систему двух или более залежей в процессе разработки месторождения.

Основными подсчетными параметрами являются давление гидроразрыва, давление, возрастающее при расширении закачиваемых веществ, начальное, текущее и конечное пластовые давления; коэффициенты сжимаемости пластовой системы; начальная емкость; начальная нефтенасыщенная толщина проницаемых пород или толщины различных литотипов пород; плотность извлекаемой на поверхность дегазированной нефти; давление насыщения газа; площади подсчета запасов категорий ABC_1 и C_2 , или радиус дренажа скважин; проницаемость и закон ее изменения в процессе извлечения нефти из пластовой системы; индивидуальные по каждой скважине режимы отбора нефти. По этим параметрам подсчитываются извлекаемые запасы нефти и составляется технологическая схема разработки залежей. При этом определяющее значение имеет технология использования горного давления, отжимающего флюид к забоям добывающих скважин. Все параметры определяются по результатам испытания скважин, данным гидроразрыва пласта и комплексу ГИС. Дополнительно могут привлекаться результаты лабораторных исследований керн с сохранением его физических свойств при пластовых условиях. Использование результатов обработки керн без сохранения пластовых давления и температуры требует по каждому анализу индивидуального обоснования.

Запасы нефти категории C_3 , прогнозные и потенциальные, рассчитываются методом количественных

аналогий с учетом изменения основных подсчетных параметров категорий ABC_1 и C_2 в прогнозируемых районах по сравнению с эталонными или по текстурным особенностям пластовой системы, имеющим корреляционную связь с радиусом дренажа скважин.

10. Для битуминозных глинистых пород характерна повышенная радиоактивность за счет урана-238. Установлено, что нефть и битумоиды нерадиоактивны. Предполагается, что нет органоурановых соединений и в керогене. В породах с равномерно рассеянной органикой наблюдается корреляционная связь между содержанием органического вещества и радиоактивностью. Там, где органика присутствует в виде микролинзовидных включений, эта связь становится хуже.

При пониженной относительно ниже- и вышележащих пород плотности границы битуминозных пород отличаются резко изменчивыми акустическими свойствами. Все это позволяет обосновать рациональный комплекс полевых и скважинных геологических и геофизических работ для изучения нефтегазоносности битуминозных пород.

Одним из главных параметров коллектора является его емкость. С тектонических позиций наиболее близкую информацию о пористости битуминозных пород должны дать радиоактивные геофизические методы исследования скважин. Объемная плотность пород определяется методом ГГК-П с повторной записью этим же прибором естественного фона без искусственного источника гамма-квантов. Плотность скелета коллектора определяется приборами того же метода ГГК-П путем выделения специальной функциональной записи естественной радиоактивности. Пористость может быть определена замерами параметров объемной плотности и плотности скелета. Тип определяемой пористости зависит от модели распределения естественных центров радиоактивности. При условии, что нефть, кероген и битумоиды не обладают радиоактивностью, центры измерения гамма-квантов должны располагаться по поверхности как минеральных частиц коллектора, так и органического вещества и составляют его твердую фазу. В этом случае по расчетным функциям метода ГГК-П определяется открытая пористость баженитов. Может быть использован и углерод-кислородный каротаж.

В то же время при вскрытии битуминозных глинистых пород образуется техногенная пористость, не связанная с насыщением естественной емкости нефтью и газом. Отбраковка этой пористости производится сопоставлением поинтервальных определений пористости методом ГГК-П с результатами исследования скважин на приток флюидов. Специальная обработка материалов позволяет выделить нижний предел открытой емкости, исключаящий ее техногенную составляющую, не связанную с нефтенасыщенными коллекторами. Для Большесалымского месторождения нижний предел равен 8 %. Для определения нефтенасыщенности используется углерод-кислородный каротаж.

11. **Особые свойства коллектора глинистых битуминозных пород** обуславливают отклонения определяемых цифровых параметров от их истинных значений. В общем виде эти отклонения обусловлены влиянием техногенных факторов на свойства коллектора и насыщающих его флюидов.

Глинистые битуминозные породы, в том числе баженины, гидрофобны. В механических срезах перпендикулярно к напластованию появляются участки с гидрофильными свойствами. При нагревании в поверхностных условиях до 150...250 °С породы полностью теряют гидрофобные свойства. Это указывает на то, что гидрофобность обусловлена пленками органического вещества битумоидов или нефти, обволакивающими глинистые частицы. Эти же пленки экранируют связанную воду в глинах, за счет чего породы характеризуются высокими удельными электрическими сопротивлениями, достигающими 4...5 тыс. Ом·м. Предполагается, что процесс обволакивания глинистых частиц может происходить как за счет механического смешивания, так и за счет замещения поверхностных пленок воды полярными молекулами битумоидов и нефти. Эти свойства коллекторов баженовского типа определяют отсутствие эффектов улучшения притоков нефти из скважин при воздействии метанола, воды и других способов повышения продуктивности в традиционных коллекторах.

При вскрытии залежей баженовского типа в околоствольной части скважины возникают сжимающие напряжения, стремящиеся уменьшить объем емкостного пространства. В этих условиях вскрытие залежи на утяжеленных растворах снижает величину сжимающих упругих деформаций, но количественно это влияние не установлено. По статистическим расчетам притоки нефти из скважин, пробуренных на облегченных и тяжелых растворах, примерно одинаковы.

При извлечении нефти из пласта в начальный момент пластовое давление резко снижается, поэтому замеры его после испытания скважины не отражают начальное пластовое давление. Чем больше дебит скважины и время от начала испытания до замера давления, тем больше замеренное давление отличается от начального пластового. Замеры давления следует проводить в начальный момент испытания скважины.

12. **Особые свойства коллектора залежей баженовского типа** определяют и ограничения для использования в них традиционных методов подсчета запасов нефти и газа.

Гидродинамические модели для изучения коллекторских свойств обычных продуктивных отложений не могут описать комплекс фильтрационных особенностей в коллекторе баженовского типа.

Весь комплекс гидродинамической информации, накопленный к настоящему времени, может быть объяснен только с позиций квазизамкнутости режима фильтрации.

Все это не позволяет производить достоверную оценку извлекаемых запасов нефти традиционными способами.

Основная трудность в применении объемного и балансового методов состоит в том, что гидродинамический режим характеризуется квазизамкнутостью. В первом случае из-за отсутствия опыта разработки месторождений подобного типа и строгой гидродинамической модели фильтрации не всегда возможно рассчитать коэффициент нефтеотдачи. Во втором – недостаточная изученность особенностей квазизамкнутого режима фильтрации делает затруднительным построение достоверного распределения пластового давления на любом этапе разработки месторождений, что может привести к многократной ошибке в определении извлекаемых запасов нефти.

Статистические методы могут быть эффективны только при большом фонде скважин, длительное время находящихся в эксплуатации. На наиболее изученном Большесалымском месторождении число скважин, пребывающих в пробной эксплуатации, не превышает нескольких десятков, причем длительное время эксплуатируются лишь некоторые из них. Поэтому при современном уровне изученности месторождения использование статистических методов преждевременно. Необходимы новые способы подсчета запасов в коллекторах баженовского типа, учитывающие их основные свойства. Наиболее перспективными являются методы, основанные на зависимостях дебита нефти от времени. При этом время можно считать показателем запасов при интегрировании получаемых уровней. Для этого можно использовать уравнение Арпса или уравнения Э.Д. Мухарского и В.Д. Лысенко [4, 5].

$$q_i(t) = q_0 \cdot \exp\left(-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t\right), \quad (1)$$

$$Q(t) = Q_0 \left[1 - \exp\left(-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t\right)\right], \quad (2)$$

где q_i – дебит скважин в любой отрезок времени от начала разработки, м³/сут; q_0 – начальный дебит скважины, м³/сут; Q_0 – объем извлекаемой нефти при упругом режиме залежи, м³; Q – расчетные запасы нефти за время от t_0 до t_i при $q_i = 0$.

По скв. 64-Р Салымского месторождения в Тюменской области по материалам [6] была проанализирована связь $\ln q_i$ от времени разработки (t) залежи нефти в глинистых битуминозных породах баженовской свиты. За 7 лет добычи нефти зависимость аппроксимируется в виде прямой с коэффициентом корреляции 0,8.

$$\ln q_i = \ln q_0 - 5,362 \cdot 10^{-4} t; \quad (3)$$

$$t = 9844 - 1865 \ln q_i; \quad (4)$$

$$Q = \frac{t \cdot \ln q_0}{2}, \quad (5)$$

где q_0 и q_i — дебиты нефти на 6-мм штуцере в первые сутки и в любой момент времени t от начала разработки, $m^3/сут$; Q — запасы нефти, которые могут быть извлечены за время t , при котором q_i будет равно нулю.

Начальный дебит (q_0) в скважине 64-Р был определен в размере $196 m^3/сут$. При $q_i = 0$ время t рассчитывается равным 9844 сут (27 лет). При этом будет извлечено 26 тыс. m^3 нефти.

При средней плотности геологических запасов 630 тыс. $m^3/км^2$ (см. табл. 1) коэффициент извлечения нефти будет равен 1,6 %. Этот расчет выполнен для природной залежи нефти без учета совершенства вскрытия скважинной пластовой системы.

При гидроразрыве пласта с последующим закреплением образовавшихся пустот пропантом (10 т) дебит может быть увеличен более чем на порядок, а при гидроразрыве в разных направлениях с закачкой около 50 т пропантанта — на два порядка и более. Предполагается, что при этом коэффициент извлечения нефти будет не менее 30 % при режимах, не учитывающих горное давление как основную силу, отжимающую нефть из пустотного пространства баженита.

13. Потенциальные ресурсы нефти в битуминозных глинистых породах можно рассчитывать исходя из радиуса дренажа скважин с учетом его изменения при гидроразрыве пласта с последующим заполнением образовавшегося пустотного пространства пропантом (песком или полипором). В среднем плотность извлекаемых ресурсов нефти в битуминозных отложениях составляет 450 тыс. $m^3/км^2$.

Площадь развития битуминозных глинистых пород верхней юры и низов мела в Западной Сибири составляет 1290 тыс. $км^2$, их объем — 33,03 тыс. $км^3$, а средняя толщина — 27,2 м. Соответственно, потенциальные геологические ресурсы нефти могут составить $1973 \cdot 10^9 m^3$, а извлекаемые — $580 \cdot 10^9 m^3$.

14. При средних дебитах нефти из битуминозных отложений в $25 m^3/сут$ ($9125 m^3/год$) и работе скважин в течение 50 лет для извлечения всех потенциальных ресурсов необходимо иметь 1 млн 270 тыс. скважин. В соответствии с технологией повышения совершенства вскрытия скважинной пластовой системы путем веерного (по 5...7 азимутам) вскрытия пласта горизонтальными стволами через каждые 1...2 м толщины пласта дебит нефти может быть в среднем увеличен до $200 m^3/сут$ ($73000 m^3/год$), и тогда необходимое число скважин сократится до $160 \cdot 10^3$. При добыче $750 \cdot 10^6 m^3/год$ необходимый объем бурения для извлечения ресурсов нефти из битуминозных пород будет достигнут через 15 лет.

15. По состоянию на 01.10.2003 г. в Тюменской области из традиционных залежей извлечено около 11 трлн m^3 газа и 8 млрд т нефти. Это составляет от начальных извлекаемых потенциальных ресурсов соответственно 11 и 14 %. В то же время обводненность залежей нефти с основными активными запасами составляет 90...95 %, а по газу давление в

осевых наиболее приподнятых зонах в сеноманских отложениях снизилось в 5...6 раз — до 20...25 % от начального пластового давления. Вблизи контуров залежей давление упало незначительно. Это определяет необходимость создания новых технологий разработки массивных залежей газа, а также пассивных запасов и ресурсов нефти, что не всегда эффективно.

16. Современное состояние прогнозной топливно-энергетической базы Тюменской области по формальным позициям не должно вызывать беспокойства, но по фактическому состоянию запасов и ресурсов нефти и газа оно не является даже удовлетворительным. Особое беспокойство вызывает эффективность использования энергоресурсов. На основе данных А. Э. Конторовича, А. Г. Коржубаева и В. Р. Лившица [7] нами были рассчитаны регрессивные уравнения зависимости производства ВВП в долларах США от уровня потребления в тоннах условного топлива, приходящегося на одного человека в различных странах мира. В 1968 г. наметились три линии эффективности использования энергоресурсов. Наиболее эффективно они использовались во Франции, Швейцарии, Дании, Швеции, затем в Греции, Испании, Мексике, Аргентине, Нидерландах, Норвегии, Австралии, США и др., самый низкий уровень отмечался в СССР и РСФСР.

К 1995 г. во всех странах мира (естественно, кроме России) существенно повысилась эффективность использования энергоресурсов. Во Франции, Германии, Австрии, Японии, Дании и Швейцарии при потреблении условного топлива на одного человека 4,5...6,0 ВВП увеличился до 23000...34000 дол. США против 9000...12000 дол. в 1968 г. В США при потреблении 7,5 т условного топлива на человека производство ВВП увеличилось до 16000 дол. И только в России потребление топлива сократилось с 9 до 6,5 т при падении ВВП с 15000 до 5000 дол.

Повышение эффективности использования энергоресурсов в России возможно лишь при изменении политики президента и правительства в области геологического изучения и коммерческого использования недр. Во-первых, необходимо изменить систему недропользования. Для этого нужно заново создать геологическую отрасль, основой существования которой будет продажа запасов и ресурсов полезных ископаемых недр. Во-вторых, лицензирование необходимо осуществлять по конкретным объектам, а не по площади. И в-третьих, особое внимание следует уделить разработке новых технологий поисков, разведки и разработки полезных ископаемых. При этом нужно четко разделять традиционные и нестандартные ресурсы. Разработка последних требует особых технических решений.

17. Оценка годовых приростов и начальных извлекаемых традиционных запасов и ресурсов нефти высоких категорий по Тюменской области за период от 1961 до 2020 г. Четко фиксируются два этапа по этим показателям. Первый, или этап так называемого застоя (до 1989 г.), характеризуется стре-

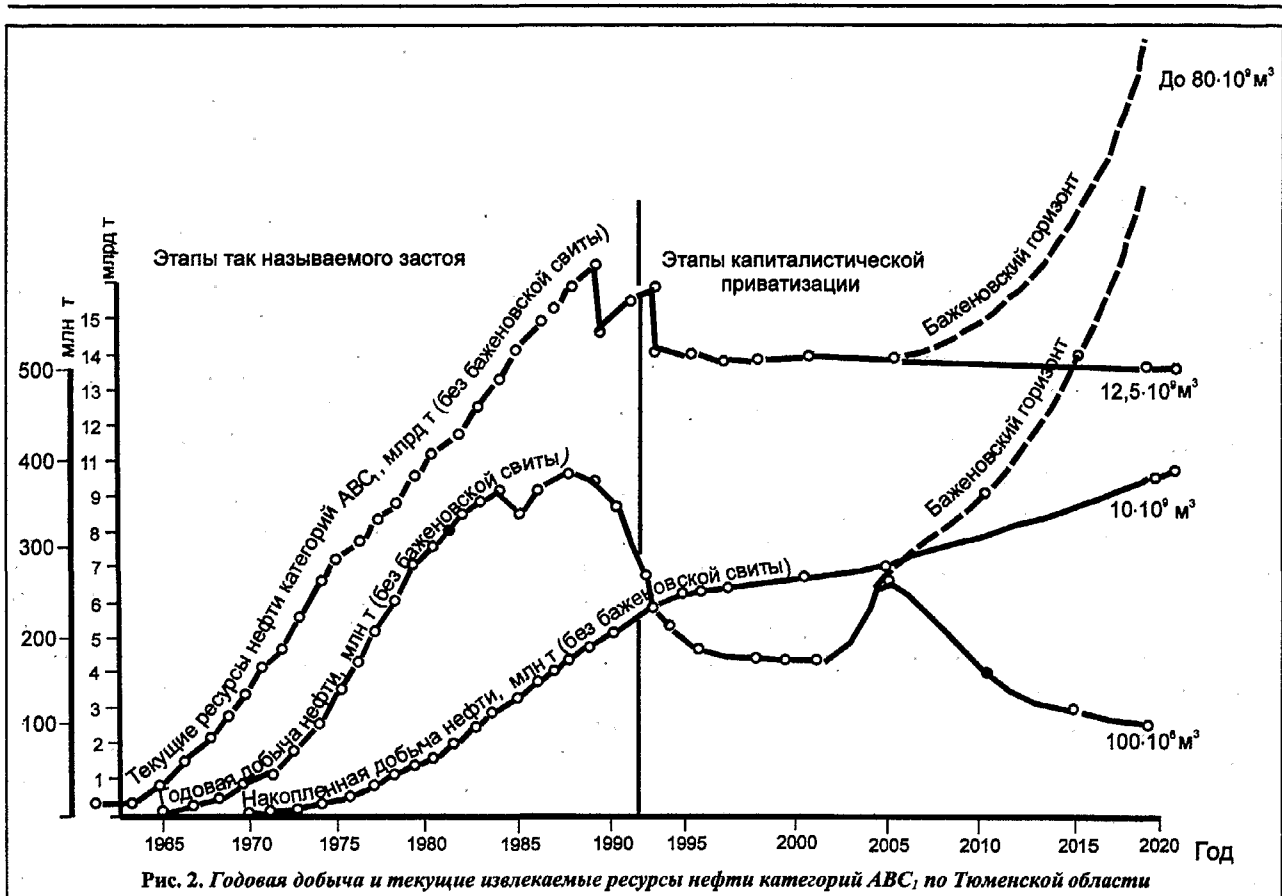


Рис. 2. Годовая добыча и текущие извлекаемые ресурсы нефти категорий АВС₁ по Тюменской области

мительным ростом начальных извлекаемых и годовых приростов нефти по традиционным запасам соответственно до $18,8 \cdot 10^9$ и $1035,1 \cdot 10^6$ т.

Анализ годовой и накопленной добычи нефти и цифры традиционных текущих извлекаемых запасов и ресурсов нефти высоких категорий (рис. 2) показывают, что добыча нефти в Тюменской области в годы застоя постоянно росла. В 1988 г. она достигла уровня 394 млн т. В период капиталистической приватизации началось обвальное падение добычи нефти, которая по традиционным залежам уже никогда не восстановится и, по прогнозам, в 2020 г. составит не более 100 млн т. Такие же тенденции наблюдаются и по текущим запасам и ресурсам нефти, которые в 2020 г. не превысят $12,5 \cdot 10^9$ т, если обводненность по залежам нефти не будет увеличиваться. Поскольку новых значительных приростов по традиционным коллекторам не ожидается, приведенная цифра текущих запасов и ресурсов нефти при расчетах с учетом обводненности разрабатываемых залежей может быть отнесена к пассивным ресурсам, а при проводимой политике налогообложения в России – к нерентабельным.

18. Мы проанализировали оценку добычи сырой нефти в России по данным экспертов США (рис. 3). С 1989 по 2000 г. производство сырой нефти умень-

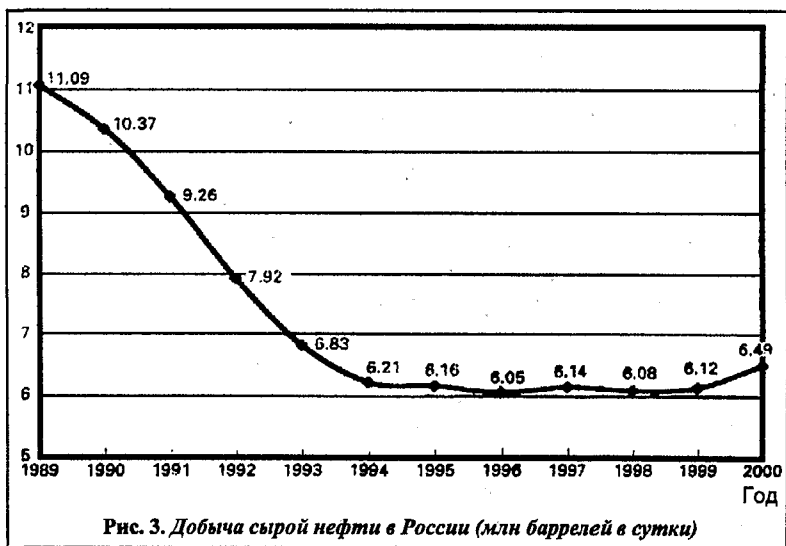


Рис. 3. Добыча сырой нефти в России (млн баррелей в сутки)

шилось с $11,09 \cdot 10^6$ баррелей в сутки ($1,76 \cdot 10^6$ м³/сут) до $6,12 \cdot 10^6$ баррелей в сутки ($0,97 \cdot 10^6$ м³/сут). Произошло падение добычи нефти на 45 %. Некоторый рост добычи нефти в 2000–2003 гг. связывают с новым этапом в развитии нефтяной и газовой политики России. Но это не так. Увеличение добычи сырой нефти в России при отсутствии новых приростов запасов связано с увеличением международных цен на нефть и происходит за счет разрушения эксплуатируемых месторождений.

В США также происходит падение добычи нефти – с $7,417 \cdot 10^6$ баррелей в сутки ($1,18 \cdot 10^6$ м³/сут) в

1991 г. до $5,88 \cdot 10^6$ баррелей в сутки ($0,927 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$) в 1999 г. (падение на 21 %). Но Россия отличается от США в области нефтегазовой политики тем, что у нас внутреннее потребление на одного человека составляет $0,7 \text{ м}^3$, а в США – $3,17 \text{ м}^3$ (в 4,5 раза больше). Второе более существенное отличие состоит в том, что в России эта величина будет уменьшаться, а в США возрастать. Повышение благосостояния народов России и США идет в разных направлениях: у них – в сторону дальнейшего улучшения, у нас – в сторону прогрессирующей нищеты (табл. 2).

Президент России официально объявил, что ВВП страны к 2010 г. должен быть увеличен в 2 раза, правительство же считает, что такое увеличение может быть достигнуто только через 25 лет. Если ВВП разделить на две части: сырье и доходы, не производящие товар (в том числе спекуляции с ценами), с одной стороны, и производство товаров человеческого труда – с другой, то и товарное (без сырья) ВВП скорее упадет в 2 раза, чем будет возрастать.

19. Что касается основного экспортного российского сырья – нефти и природного газа, то можно утверждать, что если правительство и президент не изменят своего отношения к этим полезным ископаемым, то уже в ближайшем будущем Россия из поставщика углеводородного сырья за рубеж превратится в импортера и будет закупать это сырье для внутренних нужд.

В чем заключается изменение отношения к энергетическому потенциалу недр России? Необходимо в целом по стране изменить систему сдерживания новых технологий к поощрительной системе любых нововведений, как это принято в США, Японии, Франции, Германии и других развитых странах. Сегодня российская бюрократическая система всеми средствами власти тормозит ввод в действие новых отечественных технологий, обращаясь за инвестициями и инновациями в зарубежные страны. А все должно быть наоборот, ибо российская творческая инициатива выше, чем в любой другой стране капиталистического мира.

Таблица 2

Производство сырой нефти и конденсата в США (тыс. баррелей в сутки)

	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	1991	Cumulative 1859–2000 1,000 bbl
	1,000 b/d										
District 1: Fla, MY, Pa, W, Va Total Dist.1	23	22	26	26	27	27	30	27	28	26	2 739 756
District 2: Illinois Indians Kansas Kentucky Michigan Nebraska North Dakota Ohio Oklahoma Others ² Total Dist.2	33 6 92 9 16 8 93 1 193 4 470	33 5 80 8 21 7 90 16 193 4 457	36 6 97 8 25 9 97 18 213 4 515	44 7 109 8 28 9 98 24 228 5 560	43 7 114 10 30 10 88 23 233 4 562	44 8 120 10 31 10 80 23 240 5 571	47 7 128 11 33 12 76 24 249 5 592	48 8 136 13 38 13 85 23 265 4 633	53 8 146 15 43 15 90 25 278 6 679	52 8 156 15 48 16 98 25 296 7 721	3 544 009 542 159 6 095 240 761 076 1 216 397 484 622 1 338 367 1 072 964 14 137 624 57 286 29 249 744
District 3: Alabama Arkansas Louisiana Mississippi New Mexico Texas Total Dist.3	30 22 1 530 54 175 1 419 3 200	30 20 1 513 49 176 1 400 3 188	34 22 1 432 60 198 1 547 3 293	41 23 1 339 58 191 1 628 3 280	46 24 1 239 53 176 1 628 3 166	51 24 1 169 55 177 1 644 3 120	50 26 1 130 55 180 1 696 3 137	51 27 1 144 62 187 1 757 3 228	52 28 1 149 69 191 1 842 3 331	51 29 1 135 74 193 1 937 3 419	588 611 1 734 231 25 648 222 2 209 928 4 886 121 58 804 564 93 871 677
District 4: Colorado Montana Utah Wyoming Total Dist.4	54 43 47 166 310	51 41 45 167 304	61 45 53 178 337	70 43 53 192 358	68 43 53 201 365	77 45 55 216 393	78 45 57 218 398	81 48 60 240 429	81 50 62 265 458	86 54 67 274 481	1 830 594 1 467 086 1 212 084 6 581 835 11 091 599
District 5: Alaska California Nevada Total Dist.5 US total	970 835 2 1 807 5 840	1 050 857 2 1 909 5 880	1 175 904 2 2 061 6 252	1 296 929 3 2 228 6 452	1 394 948 3 2 345 6 465	1 485 960 4 2 449 6 560	1 559 941 5 2 505 6 662	1 582 942 5 2 529 6 846	1 714 951 10 2 675 7 171	1 796 963 9 2 770 7 417	13 775 225 25 759 873 48 527 39 583 625 176 536 401

20. В области нефтяной промышленности главным является создание новых высоких технологий.

Одна из таких технологий обеспечивает разделение газа и конденсата на основе отделения жидкости от газа без снижения давления и температуры в электромагнитном или акустических полях. Это дает возможность установить на забое скважин сепаратор для отделения газа от жидкости. При этом силовое поле обеспечивается за счет пластовой энергии пласта (рис. 4).

Пластовая энергия растворенных в нефти газов при сепарации нефти на забое скважины может быть использована для подъема нефти на поверхность без использования глубинных насосов. Эта система проектируется как локальный газлифт.

Особенно перспективны технологии взаимодействия электромагнитных полей с неспаренными электронами углерода органического вещества (искусственное формирование залежей нефти и газа), разработанные по аналогии с природными процессами концентрации нефти и газа в недрах Земли (рис. 5).

В промышленных масштабах наиболее экономичны технологии формирования залежей нефти и газа

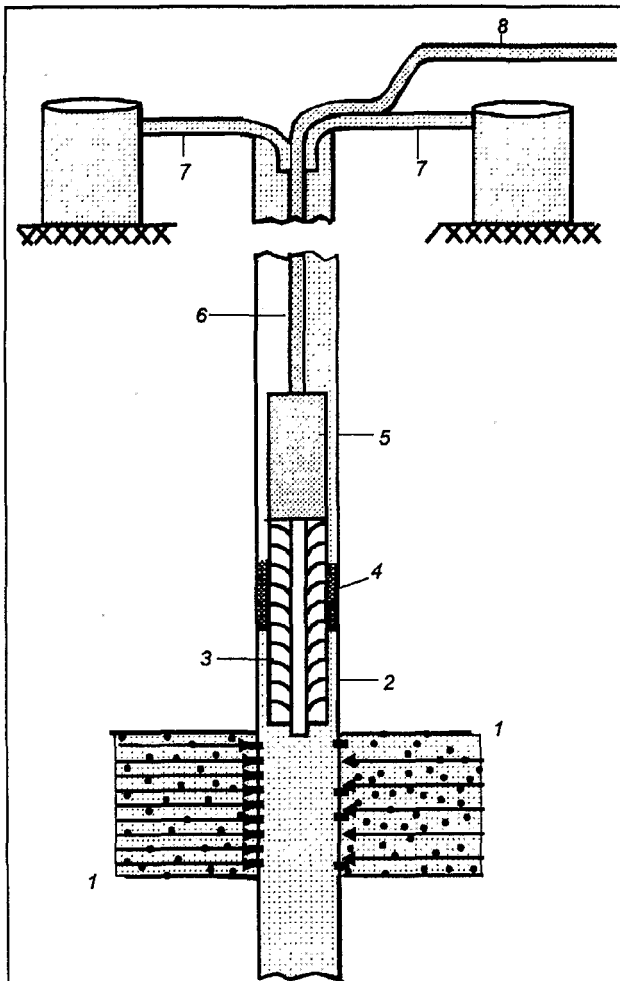


Рис. 4. Схема забойной сепарации газа и жидкости: 1 — пластовая система; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — турбина; 4 — пакер; 5 — электромагнитный сепаратор; 6 — насосно-компрессорные трубы; 7 — система отбора жидкости; 8 — система отбора газа

в природных пластовых системах с использованием термобарических условий недр и естественных концентраций электронно-парамагнитных центров в органическом веществе пород. На этих же принципах разрабатываются технологии заводского получения нефти и газа из углей и черных сланцев, но в этих условиях более экономично получение не углеводородных флюидов, а твердого топлива, которое по теплотворной способности на порядок больше нефти и газа.

На первом этапе технологической линии по искусственному формированию залежей нефти производится выбор территории под промысел и стратиграфических подразделений пород в недрах с достаточной концентрацией парамагнитных центров вокруг ядер углерода, температуры, давления и проницаемости пород для закачки веществ, способных образовать расчетные электромагнитные поля. Имеются результаты опытов по облучению органических соединений электронными пучками с мгновенным взрывным эффектом образования углеводородных газов и водорода.

На основании этих данных сформулирован основной закон образования углеводородных флюидов: температура способствует образованию в основном газообразного, а давление — жидкого углеводородного сырья. Преобладание газообразных или жидких флюидов определяется концентрациями электронно-парамагнитных центров в органическом веществе, а их масса — интенсивностью электромагнитных полей и объемом вовлеченных во взаимодействие пород. Исходя из этих данных производится сборка технологической линии и составляется компьютерная программа управления технологическим процессом.

Первый производственный эксперимент по такой технологии был выполнен в скв. 592 Салымской пло-

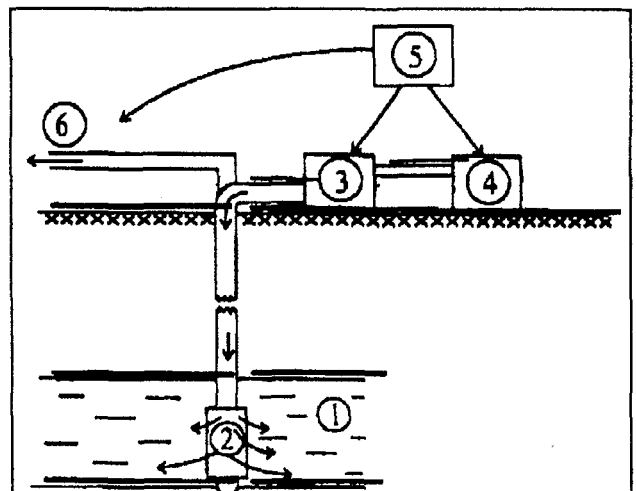


Рис. 5. Технологическая линия искусственного формирования залежей нефти и газа в недрах Земли:

1 — природная пластовая система; 2 — забойный узел распределения закачиваемого реагента; 3 — насосный узел; 4 — блок с реагентом; 5 — электромагнитный блок управления технологическим циклом; 6 — система приема флюидов из недр

щади. В скважине битуминозный пласт глин не содержал признаков залежи углеводородного сырья. После проведенного эксперимента началось фонтанирование нефти с дебитом 60 м³/сут, который через 10 дней снизился до 26 м³/сут. Скважина в этом режиме работала 1,5 года и заглохла вследствие истощения новообразованной нефти. Повторное воздействие на пласт не проводилось. Теоретически возможны многократные циклы до полного истощения природных концентраций неспаренных электронов углерода. Искусственная нефть по затратам на ее получение конкурентна с природными залежами. Дебиты нефти могут быть доведены до 5...6 тыс. м³/сут. Энергетический потенциал неспаренных электронов вокруг ядер углерода органического вещества пород только в битуминозных породах Тюменской области позволяет прогнозировать получение не менее 580 млрд т нефти. Возможности получения нефти из битуминозных пород имеются и в майкопской свите Ставропольского края России, а также в кимериджской формации Англии, Франции, Баренцева и Северного морей, в доманикитах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в Эстонии, Ленинградской области, в формации урати в Бразилии, в черных сланцах грин-ривер в США и др.

Главной целью нефтегазодобывающей промышленности является создание новых технологий, способов и технических средств, обеспечивающих повышение эффективности поиска новых месторождений, коэффициента извлечения углеводородного сырья и интенсификацию притоков его из пластовой системы.

Проект по каждой технологии и техническому средству предусматривает обоснование идеи по ре-

зультатам научно-исследовательских работ; создание лабораторного или опытного образца и его опробование на искусственных моделях; патентование; выбор месторождения и продуктивных пластов, что обеспечит проведение длительных опытно-производственных исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нестеров И.И. Новые открытия месторождений нефти и газа в Западной Сибири // *Нефть и газ Тюмени*. – 1969. – Вып. 3. – С.1.
2. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // *Геология нефти и газа*. – 1979. – № 10. – С. 26–29.
3. *Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири* / И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский, А.Д. Мальхин, Б.П. Ставицкий, Б.Н. Пьянков. – М.: Недра, 1987. – 256 с.
4. Мухарский Э.Д., Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений платформенного типа. – М.: Недра, 1972. – 237 с.
5. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975. – 175 с.
6. Медведский Р.И. Универсальный закон измерения дебита скважин по нефти в период его падения // *Технико-экономические кондиции месторождений Западной Сибири: Тр. / ЗапСибНИГНИ*. – 1987. – Вып. 223. – С. 4–21.
7. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р. Перспективы развития экономики и топливно-энергетического комплекса России в первые десятилетия XXI века // *Нефтегазовая геология на рубеже веков*. – СПб, 1999. – Т. 3. – С. 232–239.