

ISSN 0202—5035

**ЛОКАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ
ГЕОСИНЕКЛИЗЫ**

Таким образом, поиски и разведка залежей нефти в баженовской свите должны включать в себя несколько отдельных этапов:

— выявление районов региональной нефтеносности баженовской свиты; решение этой задачи целесообразно выполнять путем построения региональных карт пластовых температур, электрических сопротивлений, содержания органического вещества, на которых по критическим значениям параметров оконтуриваются перспективные районы;

— выделение в пределах этих районов ЗПП, их оконтуривание и оценка перспективных запасов на основе картирования значений таких параметров, как энергия отраженных волн, определяемая по результатам сейсмических исследований; относительная деформация горных пород, определяемая путем структурных построений; разность между горным и пластовым давлением, определяемая изложенным в данной статье способом;

— постановка поисково-разведочных работ, включая бурение скважин, с целью изучения ЗПП;

— опытно-промышленная эксплуатация скважин и подсчет извлекаемых запасов промышленных категорий;

— разбуривание ЗПП эксплуатационными скважинами и разработка залежи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бобровник И. И., Исаков Н. Г. Способ сейсмоэнергетического картирования разрезов. — В сб.: Проблемы нефти и газа Тюмени, Тюмень, 1978, вып. 38, с. 8—11.
2. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., Недра, 1977, 287 с.
3. Нестеров И. И. Новый тип коллектора нефти и газа. — Геология нефти и газа, 1979, № 10, с. 26—29.
4. Продуктивность отложений баженовской свиты месторождения Большой Салым. — В сб.: Интенсификация геологоразведочных работ и добычи нефти в Западной Сибири. / В. К. Федорцов, Ю. М. Тепляков, С. Г. Горностаев и др. Тр. ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1984, с. 7—10.

*М. Ю. Зубков, С. В. Дворак,
О. В. Бакуев, Е. А. Романов*

ПРОГНОЗ ЗОН ЛОКАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ ШЕРКАЛИНСКОГО ГОРИЗОНТА ТАЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Разработка нижнеюрских нефтяных залежей Талинского месторождения осложнена из-за неоднородного геологического строения и широкого диапазона изменений фильтрационно-емкостных свойств пород шеркалинского горизонта, что приводит к резкой измен-

чивости продуктивности соседних скважин, неожиданным прорывам пластовых и закачиваемых вод и обводнению добываемой продукции до 90 %. Поэтому возникает задача прогнозирования вероятных зон неоднородной продуктивности, которые обусловлены главным образом изменчивостью геологического строения пласта, вариациями пластового давления и состава насыщающего поры пород флюида, а также наличием или отсутствием вторичных изменений в пласте.

Анализ характера распределения на месторождении пластовых температур ($T_{пл}$), давлений ($P_{пл}$), состава и свойств нефтей и пластовых вод, а также вещественного состава пород-коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств показал, что все перечисленные параметры весьма неоднородны и изменяются в значительных пределах, масштабы их вариаций выходят за рамки обычно наблюдаемых для верхнеюрских или меловых нефтяных залежей.

Так, интервал изменений $T_{пл}$ составляет в среднем 25° С, что невозможно объяснить, исходя из теплофизических свойств осадочных пород, лишь кондуктивным способом теплопереноса. На региональном фоне пластовых давлений на Талинском месторождении и на сопредельных площадях отмечается четко выраженная аномалия дефицита пластового давления по сравнению с расчетным гидростатическим для этих глубин (в среднем на 2,5 мПа). В пределах месторождения отмечается смена пластовых вод хлоридно-кальциевого типа на гидрокарбонатно-натровые. Пористость пород изменяется от 10—12 до 18—20 %, а проницаемость на несколько порядков. Детальный микроскопический анализ показал, что продуктивные пласты имеют резко отличный от перекрывающих толщ минеральный состав. Они представлены кварцем (до 90—95 %), каолинитом и/или диккитом (5—10 %). Наличие в отдельных интервалах диккита, который отлагается из кислых низкотемпературных гидротермальных растворов, указывает на гидротермальную проработку этих интервалов, результатом чего и является наблюдаемая в них трехкомпонентная кварц-каолинит-диккитовая минеральная ассоциация.

На основании изложенного можно предположить влияние тектонического режима фундамента в пределах Талинского месторождения и, в частности, поступления из него кислых гидротерм на отмечаемую резкую неоднородность состава и свойств пород-коллекторов шеркалинского горизонта. Они залегают непосредственно на породах фундамента, поэтому их фильтрационно-емкостные свойства, а также свойства пластовых флюидов в значительной степени зависят от тектонических процессов, происходящих в нем. Известно, что фундамент в пределах Красноленинского свода неоднороден по возрасту и составу и представлен как древними докембрийскими образованиями, так и более молодыми палеозойскими комплексами (О. Г. Жеро, В. С. Сурков, М. Я. Рудкевич и др.). Он имеет блоковое строение, обусловленное многочисленными разрывными нарушениями. По данным Т. Ф. Дьяконовой (1987), только на Талинской

площади прослеживается 79 разновозрастных разломов, 33 из которых совсем молодые и либо проявляли активность в неоген-палеогеновое время, либо продолжают развиваться и в настоящее время. Именно с такими разломами связано около 83 % наиболее высокопродуктивных скважин.

В результате исследований, выполненных авторами, установлено, что среди разломов, расположенных на Талинской площади, выделяются разломы двух основных типов, качественно различающихся по характеру проявления физико-химических полей в нижнеюрском осадочном комплексе. Разломы первого типа характеризуются в шеркалинском горизонте пониженными значениями $P_{пл}$ и $T_{пл}$, что, видимо, обусловлено созданием зон разряжения вследствие тангенциального растяжения блоков фундамента и всасывания в эти зоны пластовых вод, в том числе из верхних горизонтов. Вблизи таких зон отмечаются: изменение химического состава пластовых вод, разуплотнение осадочных толщ и другие процессы, оказывающие влияние на продуктивность скважин. Разломы второго типа характеризуются в шеркалинском горизонте повышенными значениями $T_{пл}$ и $P_{пл}$. Вблизи подобных разломов также отмечается изменение химического состава пластовых вод, свойств нефтей и повышенное содержание в них ювенильных компонентов (H_2 , He , CO_2). Перечисленные особенности характерны для разломов второго типа и объясняются поступлением через них в отложения шеркалинского горизонта горячих гидротермальных растворов в недавнем прошлом, а, возможно, и настоящее время. Они связаны с зонами тангенциального сжатия и роста структур фундамента.

В качестве модельного участка, на котором можно было бы проследить особенности влияния разломов двух выделенных выше типов на продуктивность скважин, расположенных вблизи них, выбрана хорошо разбуренная и детально изученная северная часть Талинского месторождения (рис. 1). В западной части выбранного участка расположен разлом «холодного» типа, а в восточной, наоборот, — «горячего».

Анализ распределения на этом участке значений $T_{пл}$ и $P_{пл}$ показал, что он достаточно отчетливо дифференцирован по величинам $T_{пл}$. Так, в западной части выбранной площади (зоне «холодного» разлома) выделяется участок с пониженными значениями $T_{пл}$, изменяющимися в пределах 86—95° С; в восточном направлении отмечается увеличение $T_{пл}$ (зона «горячего» разлома) до 110—115° С (см. рис. 1). Исходя из теплофизических свойств осадочных пород невозможно объяснить столь резкую изменчивость значений $T_{пл}$ на небольшом расстоянии только их кондуктивной теплопроводностью и положением относительно фундамента. Поэтому логично допустить наличие конвективного теплопереноса, обусловленного вертикальными перемещениями водных флюидов по разломам и ослабленным зонам фундамента вверх (на востоке) и вниз (на западе).

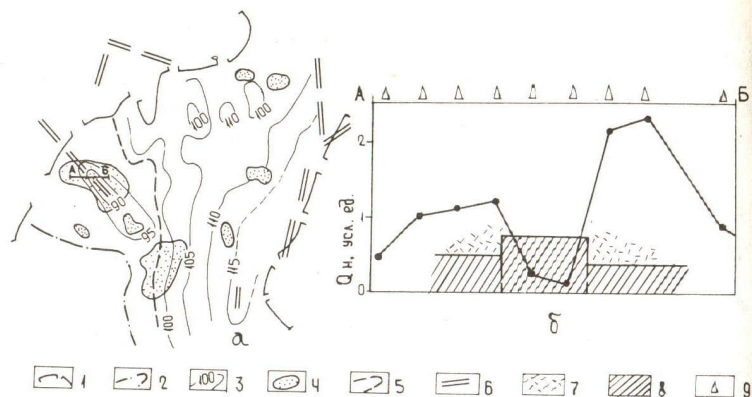


Рис. 1. Схема изменения пластовых температур, гидрохимического состава пластовых вод и распространения вторичных коллекторов (а) и график изменения потенциальных дебитов скважин по пласту ЮК₁₀ по профилю А—Б (б): 1 — линия выклинивания пласта ЮА₁₀; 2 — внешний контур ВНК; 3 — изотермы, °С; 4 — области распространения наиболее интенсивно гидротермально проработанных пород; 5 — гидрохимическая граница смены типа вод; 6 — разрывные нарушения (разломы); 7 — зоны разуплотнения; 8 — породы фундамента; 9 — эксплуатационные скважины.

Если описанная модель вертикальных восходящих и нисходящих потоков верна, то должны наблюдаться значительные изменения в величинах первоначального $P_{пл}$.

Анализ распределения на выбранном участке значений $P_{пл}$ затруднен, во-первых, из-за низкого качества проведенных замеров, во-вторых, из-за влияния начавшейся разработки месторождения и, в-третьих, из-за редкой сетки разведочных скважин, данные замеров в которых можно было бы использовать при построении схемы изменений начальных $P_{пл}$. Поэтому полученные данные дают возможность сделать лишь полуколичественный анализ. Начальное $P_{пл}$ на рассматриваемом участке месторождения ниже условного гидростатического на 1,5—3,5 мПа и в среднем близко к 2,5 мПа. В целом в западной части («холодный» разлом) давления понижены до 3 мПа от условного гидростатического, в то время как в восточной («горячий» разлом) — повышаются до 1,5—2,0 мПа от гидростатического.

Сравнение характера распределения по площади выбранного участка месторождения значений давления насыщения ($P_{нас}$), газового фактора и плотности пластовых нефтей показало, что между этими параметрами имеется положительная связь и наиболее

тесная отмечается для значений $P_{нас}$ и газового фактора. Поскольку все три параметра связаны между собой, то достаточно проанализировать любой из них, чтобы получить ясную картину. В целом с запада на восток наблюдается некоторое увеличение значений плотности пластовых нефтей: от 600—630 до 600—700 кг/м³ (рис. 2). Отмечаемая закономерность объясняется следующим образом. Несмотря на несколько пониженное значение $P_{пл}$ в западной части залежи, нефти обладают достаточно высокими значениями давления насыщения и газового фактора по сравнению со значениями этих параметров в восточной части залежи, что обуславливается более резким увеличением равновесного $P_{нас}$ и ростом температуры. Поэтому в результате прогрева начинается разгазирование исходной нефти и соответственно наблюдается увеличение ее плотности и появление свободной газовой фазы. Таким образом, в восточной части залежи $P_{пл}$ должно соответствовать $P_{нас}$, поэтому даже минимальные депрессии на пласт, возникающие при разработке залежи, должны приводить к разгазированию нефти и к резкому снижению фазовой проницаемости вследствие закупорки поровых каналов пузырьками газа.

Анализ гидрохимической зональности на выбранном участке месторождения показал, что наблюдается закономерная смена состава и типа пластовых вод при переходе от «холодной» к «горя-



Рис. 2. Схема изменения плотности нефтей и потенциальных дебитов пласта ЮК₁₀: 1, 2 — то же, что и на рис. 1; 3 — изолинии плотности нефтей, кг/т; 4 — зона высокодебитных скважин; 5 — зона низкодебитных скважин.

чей» зоне. В районе отрицательной термо- и бароаномалии отмечается хорошо выраженный хлоридно-кальциевый состав вод, характеризующийся высоким содержанием ионов Ca^{2+} (до 30—35 % экв., 1—1,2 г/л) и низким — гидрокарбонат-иона (от 0,5—2,0 до 5—8 % экв.). При удалении от гидрогеохимической линзы вод в восточном направлении происходит постепенное изменение типа вод от хлоридно-кальциевого до гидрокарбонатно-натрового. Для последнего характерны высокое содержание гидрокарбонат-иона (до 25—30 % экв.) и низкое содержание ионов кальция (до 0,6—1,5 % экв.). Гидрохимическая граница смены типов вод лежит в интервале изотерм 96—98° С (см. рис. 1), практически совпадая с ними. Эта граница повторяет изотермы — обе характеристики (температурная и гидрохимическая) обусловлены одной причиной — поступлением кислых (за счет растворенного в воде CO_2) гидротерм, которые, с одной стороны, опресняют и оттесняют исходные хлоридно-кальциевые воды, а с другой — насыщают их углекислотой, которая затем, соединяясь с водой, диссоциирует на гидрокарбонат-ионы. В зоне смены типов вод возможно осаждение карбонатов, особенно вследствие снижения $P_{пл}$.

Допуская возможность проникновения ювенильных гидротерм, можно ожидать закономерных изменений содержания глубинных компонентов по площади месторождения таких, как He , H_2 , CO_2 и N_2 . Анализ распределения содержания в добываемой нефти азота, углекислоты, гелия и водорода по площади выбранного участка показал, что наиболее тесная положительная связь перечисленных компонентов наблюдается с $T_{пл}$ и $P_{пл}$, с одной стороны, и содержанием углекислоты, растворенной в пластовой нефти, — с другой. Остальные три газовых компонента изменяются менее явно, что, возможно, связано с большими ошибками в определении концентраций гелия и водорода, обусловленными чрезвычайно низким их содержанием в нефтях.

В низкотемпературной зоне, расположенной в западной части рассматриваемого участка, концентрация растворенной углекислоты составляет 0,2—0,4 % мольн., а в восточном направлении ее содержание увеличивается, достигая в наиболее высокотемпературных участках 1,0—1,2 % мольн. Для сравнения отметим, что концентрация углекислоты в нефтях мелового возраста соседнего Емьеговского месторождения в викуловской свите составляет всего 0,01 % мольн. Таким образом, за счет поступления в шеркалинский горизонт с гидротермами ювенильной CO_2 ее концентрация в нижнеюрских нефтях возрастает в 100 раз.

Основная особенность коллекторов шеркалинского горизонта Талинского месторождения с точки зрения разработки заключается в наличии отдельных прослоев, проницаемость которых резко отличается от проницаемости других пропластков и достигает 2—4 Д. Как показали детальные минералогические исследования пород-коллекторов из этих высокопроницаемых прослоев шеркалинского горизонта, под действием кислых гидротерм разрушаются

наиболее неустойчивые в этих условиях исходные глинистые минералы: хлориты, монтмориллониты и гидрлотеры, а также полевые шпаты — с образованием аутигенного гидротермального диккита, каолинита и микрокристаллического кварца.

По данным визуального описания керна, а также по результатам геофизических исследований скважин в отложениях шеркалинского горизонта выделяются слабосцементированные прослои мощностью 2,5—3 м, легко разрушающиеся при бурении. Эти прослои приобрели своеобразные механические свойства в результате гидротермальной проработки, что привело к выщелачиванию первоначального глинистого цемента с образованием крупных аутигенных агрегатов диккита и каолинита. В результате гидротермального выщелачивания указанные прослои приобрели очень высокие фильтрационные свойства, поэтому при значительных депрессиях на пласт по ним становятся возможными прорывы пластовых или закачиваемых (для поддержания пластового давления) вод с последующим обводнением данного участка месторождения. Кроме того, при больших депрессиях возможно вымывание из этих прослоев обломочного и глинистого материала с последующим отложением в нефтепромысловом оборудовании, что приводит к выходу его из строя. Так как породы шеркалинского горизонта отличаются слабой сортировкой обломочных зерен, то движущиеся по поровым каналам рыхлые разности пород вместе с нефтью, обломки кварца и крупные агрегаты диккита и каолинита быстро забивают поровые каналы и резко снижают продуктивность скважин. Поэтому при наличии таких прослоев необходимо эксплуатировать скважины с небольшими депрессиями.

Анализ площадного распределения диккитсодержащих гидротермально проработанных пород в пределах выбранного участка месторождения показал, что диккит присутствует как в высокотемпературной, так и в низкотемпературной частях месторождения. Поэтому можно предположить, что в низкотемпературной зоне гидротермальные процессы происходили достаточно давно, в то время как в высокотемпературной совсем недавно или наблюдаются и в настоящее время.

Зоны интенсивной гидротермальной проработки в шеркалинской пачке достаточно просто и надежно выделяются с использованием данных радиоактивного каротажа, а также кавернометрии (см. рис. 1).

Анализ временного сейсмического разреза в западной части месторождения (Р. М. Бембель, 1986), пересекающего «холодный» разлом (линия А—Б на рис. 1), позволил уточнить особенности его строения. В разрезе этот участок выглядит как горст, являясь на самом деле «срединным массивом», ограниченным с запада и востока двумя разломами, по которым произошло смещение граничащих с ним блоков фундамента вниз. Сместившиеся блоки вызвали разрежение, повлекшее за собой разуплотнение нижнеюрских отложений и, вероятно, активизировали процессы

гидротермального выщелачивания глинистых минералов и полевых шпатов. Поэтому скважины с максимальными дебитами расположены под зонами разуплотнения, а с минимальными — над «срединным массивом» (см. рис. 1). Далее к западу и востоку, по мере удаления от зоны сбросов, вновь происходит уменьшение потенциальных дебитов скважин.

Рассмотрение схемы потенциальных дебитов на выбранном участке месторождения подтверждает сделанные ранее выводы — над несмещенным блоком наблюдается снижение дебитов нефти, над опущенными, напротив, отмечается повышение максимальных дебитов (рис. 2). Наблюдается пространственная связь между зонами интенсивной гидротермальной проработки и максимальных дебитов (см. рис. 1, 2). Таким образом, площади, в пределах которых развиты процессы гидротермального выщелачивания и отложения вторичных кварца, диккита, каолинита соответствуют зонам разуплотнения, связанным с растягивающими тангенциальными движениями фундамента.

ВЫВОДЫ

1. На территории Талинского месторождения выделяется две различные в тектоническом отношении зоны, связанные с разломами двух типов:

— «холодными», характеризующимися минимальными значениями $P_{пл}$, $T_{пл}$, наличием хлоридно-кальциевых пластовых вод, легких, газонасыщенных нефтей, зон интенсивной гидротермальной проработки, происхождение которых обусловлено растягивающими тангенциальными движениями в фундаменте, вызывающими разрежение и последующее разуплотнение осадочных пород с всасыванием в эту зону пластовых вод, в том числе и из вышележащих отложений;

— «горячими», характеризующимися максимальными значениями $P_{пл}$, $T_{пл}$, наличием гидрокарбонатно-натровых пластовых вод, более плотных нефтей с меньшим газосодержанием, присутствием свободного газа, менее интенсивной гидротермальной проработкой, происхождение которых обусловлено сжимающими тектоническими напряжениями, вызывающими рост структур фундамента.

2. Резкая латеральная неоднородность, наряду с тектоническим разуплотнением, связана с наличием гидротермальной проработки исходных пород с возникновением трехкомпонентной кварц-диккит-каолининовой минеральной ассоциации.

3. Наиболее благоприятны для разработки зоны растягивающих тектонических напряжений, в которых породы шеркалинского горизонта обладают повышенными фильтрационными и коллекторскими свойствами.

4. Талинское месторождение находится в зоне пониженных пластовых давлений по сравнению с условным гидростатическим, что

связано с преобладанием в этом регионе растягивающих тектонических напряжений.

А. Л. Клопов

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ЗЕМЕЛЬ ПО КОСМИЧЕСКИМ СНИМКАМ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Над нефтегазовыми скоплениями обычно формируются геотермо-геохимические аномалии земной поверхности, связанные с восходящими потоками газово-жидких флюидов и тепла, а также с физико-механическими преобразованиями; изменяются кроме того, электрическое, магнитное и другие физические поля. Эти аномалии, отображаясь в спектральных характеристиках собственного и отраженного электромагнитного излучения природных объектов, фиксируются на космических снимках (КС) в виде фотоаномалий.

Углеводороды (УВ), достигающие дневной поверхности, формируют газовые, бактериальные, гидрохимические, ионно-солевые, битуминологические аномалии. В зоне углеводородного потока изменяются состав и свойства горных пород, а также элементный состав в почвах, водах, приземной атмосфере; помимо этого, фиксируется генерация тепла за счет химического и микробиологического окисления мигрирующих УВ. Все это приводит к образованию аномальных геоботанических ореолов, отображаемых фототонами аномалиями на КС.

Поверхностные термоаномалии, связанные как с тепловыми потоками, так и с экзотермическими процессами в самих залежах УВ и на пути их миграции к дневной поверхности, фиксируются тоновыми фотоаномалиями на КС, выполненных в ИК — и ближнем к ИК — диапазонах спектра.

Растительный покров, реагируя на температурные контрасты, создает над тепловыми аномалиями своеобразные геоботанические ореолы, уверенно дешифрируемые на спектрзональных и черно-белых КС, выполненных в ближней зоне ИК-спектра.

Физико-механические преобразования над залежами УВ приводят к стягиванию флюидов к зонам тектонического растяжения и трещиноватости, определяя увеличение плотности фототона в изображениях тектонически активных участков на КС, полученных в длинноволновом диапазоне.

Аномалии электрического, акустического, магнитного и других геофизических полей, формирующихся над скоплениями УВ, приводят к изменению фиксируемых на КС спектральных характеристик электромагнитного излучения.

Таким образом, существуют реальные предпосылки распознавания на КС следов погребенных залежей УВ.

Опыт дешифрирования КС Западной Сибири показал реальную возможность регионального прогноза нефтегазоносных земель по космическим фотоаномалиям (КФА).